ПОСОБИЕ для изучения ПРАВИЛ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И СЕТЕЙ

3 ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

ПОСОБИЕ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ

ПРАВИЛ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И СЕТЕЙ

ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Москва
«Издательство НЦ ЭНАС»
2004

УДК 621.311.2/1.004.2(0.7)
ББК 31.38
П62

П62 **Пособие** для изучения «Правил технической эксплуатации электрических сетей» (тепломеханическая часть). – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 416 с.: ил.

ISBN 5-93196-498-3

В пособии приведены пояснения к разделу 4 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденных приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229.

Для персонала тепловых электростанций, тепловых сетей и энергосистем. Пособие поможет специалистам в изучении Правил при приеме на работу и при подготовке к очередной проверке знаний.

УДК 621.311.2/1.004.2(0.7)
ББК 31.38

ISBN 5-93196-498-3

© Макет, оформление.
ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 2004

Предисловие

Настоящее издание Пособия по изучению Правил технической эксплуатации (ПТЭ) электрических станций и сетей Российской Федерации в части раздела 5 «Тепломеханическое оборудование электростанций и тепловых сетей» отличается от предыдущего (М., Изд-во НЦ ЭНАС, 1999) тем, что оно приведено в соответствие с новым изданием ПТЭ, утвержденным Минэнерго России приказом от 19.06.2003 г. № 229.

Авторами Пособия являются специалисты ОАО «Фирма ОРГРЭС».

Изучение Пособия очень важно для персонала электростанций, тепловых сетей и энергосистем при приеме на работу, переводе на другую должность и при подготовке к очередной проверке знаний ПТЭ. Основательное знакомство с Пособием полезно для работников проектных институтов, заводов, выпускающих и эксплуатирующих тепломеханическое оборудование, поскольку это позволит им своевременно избежать ошибок, которые нередко являются следствием недостаточного учета особенностей энергетической отрасли и требований эксплуатации. Очень полезно изучение Пособия для выпускников вузов и техникумов энергетических специальностей.

Замечания и предложения по настоящему изданию Пособия следует направлять по адресу: 105023, Москва, Семеновский пер., д. 15, ОАО «Фирма ОРГРЭС».

4.1. ТОПЛИВНО-ТРАНСПОРТНОЕ ХОЗЯЙСТВО

4.1.1. При эксплуатации топливно-транспортного хозяйства должны быть обеспечены:
бесперебойная работа железнодорожного транспорта энергообъекта и механизированная разгрузка железнодорожных вагонов, цистерн, судов и других транспортных средств в установленные сроки;
приемка топлива от поставщиков и контроль его количества и качества;
механизированное складирование и хранение установленного запаса топлива при минимальных потерях;
своевременная и бесперебойная подготовка и подача топлива в котельную или центральное пылеприготовительное отделение;
предотвращение загрязнения окружающей территории пылью (угольной, сланцевой, торфяной) и брызгами нефтепродуктов.

Задачи эксплуатационного персонала топливно-транспортных хозяйств значительны и ответственны в общей технологической цепи выработки электроэнергии и тепла тепловыми электростанциями (ТЭС). При этом в связи с переходом к рыночным условиям хозяйствования требования к уровню эксплуатации топливно-транспортного хозяйства ТЭС существенно повышаются, так как его работа в значительной степени определяет величину прибыли энергопредприятия и существенно влияет на технико-экономические показатели, в первую очередь на удельные расходы топлива. Это обусловлено следующими основными причинами:

до 8–12 % в себестоимости вырабатываемой энергии (электрической и тепловой) приходится на долю погрузочно-разгрузочных работ, выполняемых при приемке топлива. Кроме этого, нарушение сроков выгрузки топлива из железнодорожных цистерн, вагонов, судов и других транспортных средств, а также плохая очистка этих средств после выгрузки или их повреждение ведут к необходимости уплаты больших штрафов. В связи с этим для ускорения процессов выгрузки необходимо обеспечить механизацию этих процессов, а оборудование и устройства должны работать с номинальной производительностью строго в соответствии с инструкциями по эксплуатации, чтобы исключить повреждение транспортных средств. Неравномерность прибытия топлива на электростанцию может вызвать значительные затруднения в работе разгрузочных устройств и топливоподающего тракта и ведет к увеличению эксплуатационных затрат топливно-транспортного цеха в связи с измененными объемами переработки топлива при его подаче на склад и в котельное отделение. В договоре на поставку топлива следует оговорить график от-

грузки топлива с учетом мощности складов и хранилищ для жидкого топлива и ожидаемых графиков производства энергии и, соответственно, потребления топлива (месячных, квартальных и др.);

стоимость топлива, как правило, составляет 60–75 % себестоимости вырабатываемой энергии, а потери топлива при его хранении на резервном складе и проведении погрузочно-разгрузочных работ могут достигать 6–10 % в год от массы топлива, проходящего через склад, в результате его механического уноса и снижения качества при хранении. Поэтому необходимо вести строгий учет количества и качества топлива при его приемке в соответствии с «Методическими указаниями по учету топлива на тепловых электростанциях»: РД 34.09.105–96, а также строго соблюдать требования «Типовой инструкции по хранению углей, горючих сланцев и фрезерного торфа»: РД 34.44.101–96. Одним из основных моментов при учете топлива является своевременное оформление претензий к его поставщикам и перевозчикам при выявлении недостачи, пониженного качества топлива, засоренности топлива посторонними предметами, смерзшегося топлива, повреждения транспортных средств и т. д. Предъявление претензий энергопредприятиями, чьи имущественные и прочие права нарушаются, является их обязанностью;

нарушение непрерывной и бесперебойной подачи топлива в котельную или центральное пылеприготовительное отделение, а также его некачественная подготовка, т. е. плохая очистка от посторонних предметов (металл, древесина и т. д.), и подача в бункер сырого угля (БСУ) топлива несоответствующего фракционного состава приводят к выходу из строя и повреждению пылеприготовительных установок (питателей, мельниц), снижению нагрузки и даже остановке котлоагрегатов, что ведет к увеличению ремонтных затрат и удельных расходов топлива. Для исключения аварийных ситуаций и обеспечения качественной подготовки топлива на тракте топливоподачи необходимо своевременно проводить техническое обслуживание и ремонт оборудования в соответствии с инструкциями по эксплуатации и требованиями настоящих Правил.

Выбросы от пыления при проведении погрузочно-разгрузочных работ и хранении топлива на открытом резервном складе являются составной частью выбросов ТЭС в соответствии с «Отраслевой инструкцией по нормированию вредных выбросов в атмосферу для тепловых электростанций и котельных»: РД 34.02.303–91. Снижение этих выбросов может быть обеспечено при соблюдении требований «Типовой инструкции по хранению углей, горючих сланцев и фрезерного торфа»: РД 34.44.191–96, а это, соответственно, ведет к уменьшению платы за выбросы, т. е. к увеличению прибыли энергопредприятия.

4.1.2. Качество поставляемого на электростанции топлива должно соответствовать государственным стандартам и техническим условиям.

В договорах с поставщиками в зависимости от вида топлива должны быть оговорены марка, зольность, влажность, содержание серы, температура вспышки, низшая теплотворная способность, плотность, содержание ванадия и другие показатели, по которым ведется претензионная работа.

Котельное оборудование и оборудование топливно-транспортного хозяйства (машины, механизмы и устройства), а также технологическая схема топливно-транспортного хозяйства ТЭС проектируются и рассчитываются на сжигание топ-

лива с определенными физико-химическими свойствами (качественными показателями), которые определяются действующими ГОСТ, ТУ или договорами на его поставку, из чего вытекает необходимость правильного определения марки топлива, поставляемого на ТЭС.

Поскольку в рыночных условиях хозяйствования основным документом при разрешении споров в Госарбитраже является договор на поставку топлива, то в нем необходимо особо тщательно определить требования к качеству (в первую очередь к тем его показателям, по которым проводится претензионная работа), методам контроля его у поставщика и потребителя, порядку приемки топлива по качеству у потребителя и разрешению спорных вопросов. Все это должно быть изложено в отдельном разделе договора «Учет качества топлива».

Ниже приведены основные требования к показателям качества, которые могут быть указаны в этом разделе договора на поставку топлива:

для твердого топлива – ГОСТ и ТУ, определяющие технические требования к качеству топлива, марка топлива, группа по зольности и предельное ее значение, максимальная массовая доля влаги, низшая теплота сгорания, максимальная массовая доля минеральных примесей, содержание летучих, максимальное содержание серы, класс по крупности и максимальные размеры кусков, отсутствие в топливе посторонних включений и т. д. Кроме этого, для кузнецких углей следует указать группу окисленности, а для торфа – минимальное значение влажности;

для жидкого топлива – марка топлива, максимальная массовая доля воды, зольность, максимальные массовые доли механических примесей и серы, минимальная температура вспышки (в закрытом и открытом тиглях), максимальная вязкость при 50 °С, низшая теплота сгорания, максимальная температура застывания и т. д., а для жидкого топлива газотурбинных установок – содержание ванадия, натрия, калия, кальция, свинца;

для газообразного топлива – низшая теплота сгорания газа, максимальная доля серы и т. д., а для газотурбинных установок – пределы изменения теплоты сгорания и плотности газа, содержание механических примесей и конденсатов.

Все указываемые в договорах на поставку топлива характеристики оказывают большое влияние на работу оборудования и, в конечном итоге, существенно влияют на величину прибыли, получаемой ТЭС.

Так, повышение зольности сверх определенного предела вызывает шлакование котла, снижение его паропроизводительности и т. д., усиливает абразивный износ оборудования, осложняет работу системы золошлакоудаления, а кроме этого, увеличиваются выбросы золы в атмосферу и количество золошлаковых остатков, удаляемых на золоотвалы, что, в свою очередь, приводит к повышению затрат ТЭС (оплата за выбросы, плата за землю под золоотвалом).

От содержания летучих зависит тип размольного оборудования и горелочных устройств, а также объем мероприятий по пожаровзрывобезопасности. Содержание летучих оказывает влияние на устойчивость горения топлива, в особенности при сниженных нагрузках.

Класс крупности (или гранулометрический состав) углей и сланцев определяет выбор и условия эксплуатации дробильного оборудования. При поступлении недопустимо крупных кусков топлива приходится использовать ручной труд грузчиков для дробления угля и пропуска его через приемные решетки разгрузочных устройств или сооружать специальные дробильно-фрезерные и другие машины, заменяющие ручной труд.

Вопрос о влиянии посторонних включений в топливе (металла и древесины) и борьбе с ними рассмотрен в пояснении к п. 4.1.13.

Максимальное значение влажности топлива оговаривается в договорах на поставку по следующим соображениям:

повышение содержания влаги в топливе требует дополнительного тепла на сушку пыли перед ее подачей в топку;

беспрепятственное прохождение топлива по тракту топливоподачи зависит от сыпучести топлива, которая, прежде всего, является функцией влажности. При определенном значении влажности топливо полностью теряет сыпучие свойства;

влажность оказывает решающее влияние на склонность топлива к слеживанию и зависанию в бункерах, а также к забиванию пересыпных коробов в узлах пересыпки топливоподачи;

от влажности зависит смерзаемость топлива при длительном пребывании на морозе в вагонах и на открытых складах. При определенном значении влажности для каждой марки топлива последнее не смерзается при любой длительности пребывания на сильном морозе.

Группа окисленности для кузнецких углей указывается в связи с тем, что они залегают на небольшой глубине и подвергаются сильному окислению. Окисленные угли не спекаются, имеют высокую влажность (до 25–30 %), низкую теплоту сгорания горючей массы ($Q^r_б < 6\,000$ ккал/кг), повышенное содержание кислорода (до 15 %) и склонность к шлакованию топочной камеры из-за резкопеременной характеристики температур плавления золы.

В связи со склонностью торфа к самовозгоранию, а также из-за опасности взрывов сухой пыли торфа в договорах на его поставку оговаривается минимальное значение влажности по соображениям пожаробезопасности при эксплуатации котлов и трактов топливоподачи.

Повышенное содержание серы в жидком топливе вызывает затруднения в эксплуатации, связанные с высоко- и низкотемпературной коррозией поверхностей нагрева котлов и загазованностью окружающей среды. К жидкому топливу, используемому для газотурбинных установок (ГТУ), предъявляются повышенные требования в отношении содержания воды, механических примесей и ряда химических элементов (ванадия, натрия, калия, кальция и свинца), так как продукты сгорания этого топлива проходят через проточную часть газовых турбин и оказывают большое влияние на надежность и сроки службы деталей, работающих при высоких температурах. Повышенное содержание указанных выше химических элементов ухудшает условия работы топливной системы регулирования.

Щелочные металлы, а также ванадий и свинец, которые содержатся в топливе, вызывают коррозию деталей турбины. Образующиеся в процессе сжигания топлива окислы и сульфаты этих металлов растворяют защитный окисный слой на поверхности лопаток или создают условия для его перерождения в пористую, проницаемую пленку, не защищающую основной металл от кислорода.

Для обеспечения надежной эксплуатации ГТУ свойства их топлив должны соответствовать ГОСТ 10433–75.

Для обеспечения требуемого качества топлива для ГТУ большое значение имеет доставка его на электростанцию с использованием всегда одних и тех же предназначенных только для этого топлива железнодорожных цистерн-вертушек.

Цистерны для перевозки жидкого топлива для ГТУ должны тщательно очищаться и подготавливаться под налив так же, как и для дизельного топлива. Топливо для ГТУ должно подаваться в цистернах с нижним сливом, поскольку только такие цистерны приспособлены к приему на электростанциях с системой закрытого слива. Эти условия должны быть оговорены в договорах на поставку топлива.

4.1.3. Должен быть организован строгий учет всего топлива при поступлении на энергообъект, расходовании на технические нужды, а также хранении на складах в соответствии с положениями действующих правил.
При учете поступающего топлива должно быть обеспечено:
взвешивание всего твердого топлива, поставляемого по железной дороге, автомобильным или конвейерным транспортом, или определение его количества по осадке судов либо обмер при поступлении водным транспортом;
взвешивание всего поставляемого жидкого топлива или обмер;
определение количества всего сжигаемого газообразного топлива по приборам;
инвентаризация твердого и жидкого топлива;
периодический, а при наличии приборов постоянный контроль качества топлива.

Все топливо, поступающее на ТЭС, расходуемое на технологические нужды, хранящееся на складе и отпускаемое на сторону, подлежит строгому учету, так как от этого существенно зависит величина прибыли, получаемой энергопредприятием (см. п. 4.1.1). Кроме того, только при точном определении количества и качества поступающего и расходуемого топлива можно правильно определить его фактический удельный расход на выработку электроэнергии и тепла. В связи с этим при выборе средств измерений следует стремиться к получению минимально допустимых значений погрешностей измерений.

Количество и качество топлива, поступающего на электростанцию, не всегда соответствует данным, указанным в перевозочных документах и в документах поставщиков (железнодорожной накладной, паспорте, сертификате), вследствие недогрузов, естественных потерь, неправильного определения поставщиком массы топлива, показателей качества и ряда других причин. В связи с этим на каждой электростанции должна быть организована проверка всего количества поступающего топлива, а также постоянный периодический контроль его качества.

В договоре на поставку топлива обязательно должен быть раздел «Учет количества топлива», в котором указывается, какие методики исполнения измерений, аттестованные Госстандартом РФ, используют соответственно поставщик и потребитель для определения количества топлива. В этом же разделе должен быть изложен порядок приемки у поставщика топлива (по количеству), разрешения спорных вопросов, а также правила определения недостачи или излишка количества топлива и его естественной убыли.

Для определения массы «нетто» твердого топлива и мазута, поступающих по железной дороге или автомобильным транспортом, на электростанции могут использоваться железнодорожные вагонные и автомобильные весы различных систем (рычажные, электронные с тензометрическими датчиками для взвешивания на ходу и т. д.). При отсутствии вагонных весов на ТЭС допускается определять массу «нетто» топлива на вагонных весах железнодорожной станции примыкания или рядом расположенного промышленного предприятия. Определение массы «нетто» топлива на вагонных весах следует выполнять в соответствии с методами, изложенными в МИ 1953-88, при этом выбор той или иной методики определяется типом весов, технологической схемой станции примыкания и экономической целесообразностью.

При отсутствии вагонных весов прием поступающего твердого топлива может производиться при согласовании с поставщиком по ленточным весам. В этом случае в разделе «Учет количества топлива» договора на поставку топлива указываются методика и периодичность поверки ленточных весов.

Определение массы «нетто» жидкого топлива, поступающего по железной дороге в цистернах, может осуществляться объемно-массовым методом (обмером). Выполнение измерений и определение массы «нетто» жидкого топлива в этом случае следует выполнять в соответствии с МИ 2092–90 при измерении высоты налива метрштоком или по МИ 2260–93 при измерении высоты налива измерителем уровня недолива (ИНД-1М).

При поступлении твердого и жидкого топлива на ТЭС водным транспортом его масса «нетто» определяется по осадке судов или обмером.

При поступлении на электростанцию жидкого топлива по трубопроводу его масса «нетто» может определяться объемно-массовым методом (обмером) в приемных резервуарах, которые подлежат поверке региональными органами Госстандарта РФ не реже 1 раза в 5 лет, или с использованием других средств измерений (расходомеров, автоматических вискозиметров и т. д.) в соответствии с методиками измерений, аттестованными Госстандартом РФ.

Учет количества газообразного топлива, поступающего на электростанцию в соответствии с «Правилами поставки газа потребителям Российской Федерации», утвержденными постановлением Правительства РФ № 1445 от 31 декабря 1994 г., осуществляется по контрольно-измерительным приборам стороны, передающей газ, т. е. поставщика. Однако не исключается возможность учета количества газообразного топлива и по приборам потребителя. Пересчет количества поданного газа ведется на условия, соответствующие требованиям стандарта: при температуре газа +20 °С и давлении 760 мм рт. ст. Качество газообразного топлива также может определяться по приборам как поставщика, так и потребителя. В договоре на поставку газообразного топлива в соответствующих разделах следует обязательно указать, по каким приборам (поставщика или потребителя) ведется учет количества и качества газа, а также методики выполнения измерений. Последние должны быть аттестованы Госстандартом РФ.

С целью упрощения разрешения спорных вопросов по результатам определения качественных показателей топлива в договоре на поставку топлива целесообразно определить нейтральную лабораторию, результаты анализов которой будут признаваться безоговорочно обеими сторонами.

Для определения расхода топлива на технологические нужды необходимо вести:

учет количества твердого топлива, подаваемого в котельное отделение, который осуществляется по показаниям конвейерных весов;

учет количества жидкого топлива, подаваемого в котельное отделение, который осуществляется либо по показаниям расходомеров, либо путем определения разницы уровней в расходных резервуарах за данный промежуток времени с последующим пересчетом согласно методике на массу«нетто» объема израсходованного топлива, определяемого по калибровочным таблицам.

Кроме того, не реже 1 раза в квартал должна производиться инвентаризация твердого и жидкого топлива в соответствии с требованиями, изложенными в «Методических указаниях по инвентаризации угля и горючих сланцев на электростанциях»: МУ 34-70-050–83, «Типовой инструкции по хранению углей, горючих сланцев и фрезерного торфа»: РД 34.44–96 и «Методических указаниях по организации учета топлива на тепловых электрических станциях»: РД 34.09.105–96.

Инвентаризация твердого и жидкого топлива производится с целью определения фактических остатков, естественных и непроизводственных потерь топлива, а также проверки правильности учета поступающего топлива и его расхода. Контрольную инвентаризацию следует проводить в период, когда на топливных складах электростанции находится наименьшее количество топлива, что позволяет уменьшить величину абсолютной погрешности измерений.

Инвентаризация топлива производится, как правило, комиссией под председательством заместителя директора электростанции в следующем составе: начальник ПТО, начальник ТТЦ (участка) или другого цеха, в ведении которого находится топливный склад, главный бухгалтер (или замещающее его лицо по учету топлива).

Председателем комиссии по инвентаризации директор ТЭС может назначить главного инженера, заместителя главного инженера по эксплуатации или начальника ПТО и тогда заместитель директора в работе комиссии не участвует.

Инвентаризация топлива после стихийного бедствия (ураган, ливень и т. д.) производится специальной комиссией.

В зависимости от выводов инвентаризационной комиссии в случае выявления недостачи топлива последняя может быть частично или полностью:

отнесена к расходу на технологические нужды;

списана на удорожание топлива;

отнесена на виновных лиц.

Недостача, вызванная стихийными бедствиями, списывается по акту, утвержденному руководством энергопредприятия.

На ТЭС должен осуществляться постоянный или периодический (при возникновении сомнений) контроль качества топлива в соответствии с «Методическими указаниями по контролю качества твердого, жидкого и газообразного топлива»: РД 34.09.114–92. Целесообразно в договорах на поставку топлива указать по согласованию с поставщиком повышающие и понижающие коэффициенты, применяемые при отклонении показателей качества топлива от условий договора.

Отбор проб твердого топлива должен проводиться в соответствии с ГОСТ 10742–75, а жидкого топлива (мазута) – в соответствии с ГОСТ 2517–85. При этом порядок отбора проб (с вызовом представителя поставщика) необходимо осуществлять в соответствии с требованиями, которые должны быть записаны в договоре на поставку топлива.

Как правило, следует отбирать три образца пробы: один – для лаборатории электростанции, другой – для лаборатории поставщика, а последний, в качестве арбитражного, должен храниться на электростанции.

В случае недопустимых расхождений между данными анализа проб в лабораториях ТЭС и поставщика производится анализ арбитражной пробы в нейтральной лаборатории, выбранной по согласованию между поставщиками и электростанцией. Результаты анализа арбитражной пробы являются окончательными.

В договоре на поставку топлива следует указать максимально допустимые расхождения между результатами анализов на ТЭС и у поставщика, которые не должны превышать максимально допустимой погрешности измерений, устанавливаемой в соответствующих стандартах и методиках выполнения измерений.

При несоответствии качества топлива стандартам, требованиям договора на поставку топлива или показателям, приведенным в сопроводительных документах, а также при недостаче топлива по количеству электростанция предъявляет претензии поставщику в соответствии с «Методическими указаниями по учету

топлива на электростанциях». При этом следует помнить, что предъявление претензий электростанциями, с одной стороны, повышает их прибыль, а с другой – дисциплинирует поставщика топлива.

4.1.4. Средства измерений, используемые для учета топлива (весы, лабораторные приборы и другие измерительные устройства), подлежащие государственному контролю и надзору, должны поверяться в сроки, установленные действующими государственными стандартами.
Средства измерений, используемые для учета топлива и не подлежащие поверке, подлежат калибровке в соответствии с графиком, утверждаемым техническим руководителем энергообъекта.

В соответствии с Законом РФ «Об обеспечении единства измерений» № 4871-1 от 27.04.93 все средства измерений, используемые для определения количества и качества топлива, на основании которых осуществляются взаиморасчеты с поставщиками топлива, подлежат государственному метрологическому контролю и надзору органами Госстандарта России. Поверка этих средств измерений выполняется органами Госстандарта в соответствии с графиком, составленным на энергопредприятии и утвержденным органом Государственной метрологической службы. Результаты поверки удостоверяются поверительным клеймом и свидетельством о поверке, форма которых и порядок нанесения устанавливаются Госстандартом РФ. При выполнении измерений количества и качества топлива для взаиморасчетов с поставщиками следует использовать только методики выполнения измерений, аттестованные Госстандартом России. Сами средства измерений, показания которых используются для коммерческих расчетов, должны пройти испытания типа и быть внесены в Госреестр.

Средства измерений, используемые для учета количества и качества топлива на технологические нужды и для контроля за экономичной работой оборудования, подлежат калибровке в соответствии с упомянутым выше законом. Калибровку этих средств измерения должны проводить метрологические службы энергопредприятий в соответствии с графиком калибровки, утвержденным техническим руководством этого предприятия. Периодичность калибровки устанавливается метрологической службой энергопредприятия по согласованию с топливно-транспортным цехом (или соответствующим подразделением, в чьем ведении находится топливно-транспортное хозяйство). Результаты калибровки удостоверяются отметкой в паспорте, калибровочным знаком, наносимым на средства измерения, или сертификатом о калибровке, а также записью в эксплуатационных документах.

4.1.5. Аппаратура контроля, автоматического и дистанционного управления, технологических защит, блокировки и сигнализации, пожаротушения, разгрузочных и размораживающих устройств, агрегатов и систем топливоподачи, хозяйств жидкого и газообразного топлива, а также средства диспетчерского и технологического управления должны быть в исправности и периодически по графику проверяться.

К обслуживанию аппаратуры, используемой в топливно-транспортном хозяйстве, предъявляются те же требования, что и к остальной аппаратуре на электростанции. Она должна обеспечивать контроль за состоянием и режимами работы

оборудования, защиту его от повреждений, управление этим оборудованием. Исправное состояние аппаратуры контроля, автоматического и дистанционного управления, защит и блокировок достигается качественным монтажом, квалифицированной наладкой, проведением нормативного технического обслуживания и капитального ремонта, правильной настройкой авторегуляторов, правильным выбором уставок защит, соблюдением инструкций по эксплуатации. Исправное состояние аппаратуры имеет особое значение в связи с постоянной тенденцией сокращения численности персонала топливно-транспортных цехов.

Твердое топливо

4.1.6. Эксплуатация хозяйств твердого топлива должна быть организована в соответствии с положениями действующих правил и инструкций.

Топливно-транспортное хозяйство ТЭС представляет собой сложный комплекс сооружений, систем, машин, механизмов и устройств, предназначенный для приема, хранения и обеспечения своевременной и бесперебойной подачи подготовленного твердого топлива в бункера сырого угля (БСУ) котельного отделения. Центром (ядром) этого комплекса является тракт топливоподачи, по которому разгружаемое топливо подается на склад и в БСУ. Тракт топливоподачи представляет собой, как правило, автоматизированную поточно-транспортную технологическую систему последовательно расположенных машин, устройств и механизмов, установленных в соответствующих зданиях и сооружениях (узлы пересыпки, галереи и т. д.). При транспортировании топлива по тракту топливоподачи осуществляется его очистка от посторонних включений (древесина, металл и т. д.) и подготовка к сжиганию, т. е. дробление до заданного фракционного состава. Кроме этого, на тракте топливоподачи может выполняться подсушка твердого топлива, его усреднение или смешение различных марок и видов в заданной пропорции.

Для обеспечения правильной эксплуатации систем машин и механизмов тракта топливоподачи и обучения персонала на каждой ТЭС в соответствии с п. 1.7.9 должна быть разработана «Инструкция по эксплуатации топливоподачи», которая утверждается техническим руководителем энергообъекта. При разработке этой инструкции, выполняемой, как правило, специализированной организацией, имеющей право на выполнение этой работы, следует руководствоваться «Типовой инструкцией по эксплуатации топливоподач»: ТИ 34-70-044-85 с учетом требований, изложенных в технической документации заводов – изготовителей машин и механизмов, проектной документации, а также с учетом реальных условий эксплуатации.

4.1.7. Для облегчения выгрузки топлива, особенно смерзшегося, и очистки железнодорожных вагонов энергопредприятия должны иметь специальные размораживающие устройства, механические рыхлители, вагонные вибраторы и т. п. Процессы дробления крупных кусков и смерзшихся глыб топлива, а также закрытия люков полувагонов должны быть механизированы с использованием дробильно-фрезерных машин, дискозубчатых дробилок, люкоподъемников и других механизмов.

Для перевозки угля и сланца часто используются полувагоны (гондолы) с расположенными внизу разгрузочными люками. Для перевозки торфа применяются специальные полувагоны (хопперы).

Основным типом оборудования для механизации разгрузки полувагонов с углем являются вагоноопрокидыватели. Наиболее совершенны и просты в эксплуатации четырехопорные роторные вагоноопрокидыватели.

Надвиг полувагонов и установка их на вагоноопрокидыватель осуществляется локомотивом или специальными устройствами – электротолкателями, устройствами непрерывного надвига вагонов, тележками и т. п. Наиболее совершенными механизмами являются электротолкатели и устройства непрерывного надвига, поставляемые вместе с вагоноопрокидывателем и управляемые его машинистом. Для улучшения процесса выгрузки смерзшегося топлива из полувагонов на вагоноопрокидывателе установлены вибраторы, которые включаются автоматически после окончания поворота и остановки вагона в опрокинутом состоянии.

Откатка порожних полувагонов чаще всего производится с помощью маневрового устройства, поставляемого вместе с вагоноопрокидывателем; в некоторых случаях они выталкиваются очередным груженым полувагоном и за счет уклона железнодорожных путей (горки) поступают к месту сбора порожняка.

Производительность вагоноопрокидывателя зависит от многих факторов: его конструкции, грузоподъемности выгружаемых полувагонов, фракционного состава топлива, его сыпучих свойств и смерзаемости, а также производительности топливоподающего тракта. Техническая производительность вагоноопрокидывателя составляет 30 опрокидываний в 1 ч, но в эксплуатации она не превышает 10–16 опрокидываний в 1 ч.

В зимнее время для облегчения выгрузки топлива из полувагонов следует применять размораживающие устройства (тепляки), в которых топливо разогревается на глубину 10–12 мм, достаточную для его разгрузки из вагона и устранения ручной зачистки последнего после опрокидывания. Наиболее распространены конвективные тепляки, в которых разогрев ставки на 8, 16 или 20 полувагонов со смерзшимся топливом осуществляется воздухом, подогретым в калориферах до 100–130 °С; длительность разогрева составляет от 1 до 3 ч.

Более совершенными, позволяющими ускорить процесс разогрева или уменьшить в 1,5–2 раза вместимость тепляка, являются комбинированный тепляк (предложенный ВТИ), использующий наряду с комбинированным разогревом темное инфракрасное излучение труб, по которым пропускается пар давлением 5–16 кгс/см^2 (0,5–1,6 МПа), а также радиационные тепляки, разработанные Сибтехэнерго, с электронагревательными элементами типа «Инфрасиб». Конвективные тепляки могут быть как проходного, так и тупикового типа, а радиационные – типа «Инфрасиб», как правило, только проходного типа. Последние устанавливаются на пути надвига перед вагоноопрокидывателем, что позволяет существенно снизить простой вагонов при размораживании, и при этом отсутствуют дополнительные маневровые работы. Кроме этого, радиационные тепляки имеют ряд других преимуществ: меньшие капитальные затраты при строительстве, отсутствие инерционности при работе, простота управления и т. д. В связи с этим радиационные электрические тепляки являются наиболее перспективными.

На ряде ТЭС до сих пор находятся в эксплуатации тепляки, использующие тепло продуктов сгорания реактивных авиадвигателей, отработавших свой летный моторесурс. Они располагаются вблизи здания вагоноопрокидывателя и требуют значительно меньше места для своего сооружения, чем конвективные тепляки, а их

разогрев осуществляется без дополнительных маневровых работ. Капитальные затраты на сооружение тепляков с реактивными двигателями незначительны, пусковые операции просты, что обеспечивает быстрое включение тепляка в работу. Обычно такие тепляки рассчитываются на 4–6 вагонов. К их недостаткам относятся небольшой (около 1 000 ч) срок службы авиадвигателей, большие расходы на топливо и необходимость специальных мер по борьбе с шумом и загазованностью, поэтому тепляки с авиадвигателями целесообразно применять при непродолжительном (1–2 мес. в году) периоде использования в качестве временных или дополнительных к конвективным теплякам.

Для дробления крупных кусков и смерзшихся глыб топлива на решетках приемных бункеров под вагоноопрокидывателем применяются различные типы дробильно-фрезерных машин (ДФМ). Их применение позволяет ускорить разгрузку и механизировать процесс устранения зависания топлива на решетках бункеров. Кроме этого, использование ДФМ дает значительную экономию капитальных вложений за счет уменьшения заглубления здания вагоноопрокидывателя, так как отпадает необходимость установки дробилок предварительного дробления (валково-дисковых, дискозубчатых и др.). В настоящее время наиболее перспективными являются ДФМ-20У конструкции Уралтехэнерго, цикл работы которых превышает цикл работы вагоноопрокидывателя и, следовательно, исключается возможность простоя вагонов.

Для разгрузочных устройств электростанций относительно небольшой мощности со щелевыми бункерами, а также для ТЭС, имеющих разгрузсараи, целесообразно использовать следующие механизмы и устройства или их комплекс для облегчения разгрузки полувагонов:

размораживающее устройство, обладающее, однако, несколько большей глубиной разогрева (20–30 мм), чем для вагоноопрокидывателей;

бурорыхлительную машину типа БРМ-80 или бурорыхлительную машину, устанавливаемую в разгрузочном сарае таким образом, чтобы рыхление производилось при всех или нескольких открытых люках полувагонов (с условием непрерывного удаления выгружаемого топлива);

накладные вибраторы ВНИИ железнодорожного транспорта, осуществляющие зачистку полувагонов от остатков топлива;

люкозакрыватели с электротельферами для невзрывоопасных топлив и пневмоприводом для взрывоопасных;

дробильно-фрезерную машину, передвигающуюся вдоль всего разгрузочного устройства.

Для механизации разгрузки полувагонов на эстакадах топливных складов применяются портальные тележки, на которых монтируются мостики (с них производится открытие и закрытие люков), накладные вибраторы и люкозакрыватели. Тележки имеют возможность передвигаться вдоль всего фронта выгрузки топлива.

4.1.8. При эксплуатации вагоноопрокидывателей, размораживающих устройств, рыхлительных установок и других устройств должна быть обеспечена их надежная работа с соблюдением указаний организаций железнодорожного транспорта о сохранности железнодорожных вагонов.
Размораживающие устройства должны эксплуатироваться в соответствии с режимной картой.

Одним из основных условий предотвращения аварийных ситуаций на железнодорожном транспорте является исправное состояние железнодорожного парка. Применяемые для разгрузки и зачистки вагонов от остатков топлива буро-рыхлительные и вибрационные машины и механизмы должны быть допущены к эксплуатации соответствующими органами МПС. При приемке в постоянную эксплуатацию тепляков, бурорыхлительных и вибрационных машин после наладки производятся испытания в присутствии представителей МПС (от вагонной службы и станции примыкания). Аэродинамический и тепловой режимы работы тепляков должны исключить возможность нагрева деталей вагонов выше предельно допустимых температур. Невыполнение этих требований может привести к выплавлению парафина у целого ряда парафинированных деталей и прокладок, появлению трещин на прорезиненных тканях соединительных рукавов, воспламенению масла, отпуску металла у роликовых подшипников или загоранию краски.

При эксплуатации вагоноопрокидывателей должны быть использованы амортизаторы, обеспечивающие правильную боковую и вертикальную привалку вагона при его опрокидывании.

При эксплуатации бурорыхлительных и виброштыревых машин установка ограничителей и концевых выключателей должна обеспечивать зазор не менее 100 мм между бортом вагона и штырями или зубьями бура при любом положении вагона. У виброзачистных и виброрыхлительных машин возмущающая сила не должна превышать 9 тс (88,3 кН) ввиду опасности повреждения сварных швов в основании стоек кузова вагона.

4.1.9. Хранение топлива на складе должно быть организовано в соответствии с положениями действующей инструкции по хранению углей, горючих сланцев и фрезерного торфа на открытых складах электростанций.

Склад топлива должен располагаться на площадке, не затопляемой паводковыми и грунтовыми водами или защищенной от них. Территория склада должна быть спланирована с уклоном не менее 0,005 и снабжена дренажными устройствами.

Лучшим основанием для склада топлива считается естественный грунт, укатанный с добавлением штыба или шлака крупностью 100–150 мм. Твердые основания – бетонные, асфальтированные или мощеные – для складов топлива на ТЭС, как правило, не применяются.

Все топливо, поступающее на резервный склад для длительного хранения, должно в возможно более короткие сроки укладываться в штабель по мере выгрузки из вагонов. Хранение выгруженного топлива в бесформенных кучах не разрешается, так как происходящее при этом окисление приводит к самовозгоранию топлива.

Уголь и сланцы должны укладываться в штабеля любой правильной геометрической формы (полусфера, усеченная пирамида и др.). Если по местным условиям возникает необходимость закладки нескольких штабелей, то разрывы между ними определяются из габаритных размеров самого склада и технических характеристик складских механизмов и условий их эксплуатации, но при этом разрывы должны быть не менее 6 м.

Штабеля (караваны) фрезерного торфа должны иметь определенные габаритные размеры, а также спланированную поверхность откосов с уклоном, достаточ-

ным для беспрепятственного стока ливневых вод. Разрывы между штабелями торфа и расстояния от складов топлива до жилых строений, производственных зданий и т. п. должны соответствовать СНиП П-89-80 «Генеральные планы промышленных предприятий. Нормы проектирования» с учетом последующих изменений, внесенных Госстроем. Оформление штабеля фрезерного торфа должно производиться немедленно после окончания его закладки.

Условия приемки топлива, укладки его в штабеля, надзор за штабелями и отбор из них топлива должны соответствовать «Типовой инструкции по хранению ископаемых углей, горючих сланцев и фрезерного топлива на открытых складах электрических станций».

Правильное оформление штабелей топлива позволяет избежать лишнего увлажнения и размыва штабеля осадками, предохраняя тем самым от проникновения в него воздуха через разрыхленные откосы.

В пояснении к п. 4.1.2 отмечалось влияние различных характеристик топлива на условия его подачи, размола, сгорания, работу систем золоулавливания, золо- и шлакоудаления. Поэтому угли различных марок должны храниться в отдельных штабелях, если они сжигаются в различных котельных или котлах. В других случаях допускается совместное хранение углей различных марок, например, при работе котельных агрегатов на смешанном топливе. Горючие сланцы, как правило, хранятся отдельно от углей в самостоятельных штабелях.

Укатка топлива при закладке в штабеля является наиболее часто применяемым на практике способом предотвращения его окисления и самовозгорания. Особое внимание следует обратить на укладку нижней и средней частей откосов. Уплотнение слоев топлива в штабелях и поверхности штабелей и откосов производится: крутых откосов – катками, горизонтальных поверхностей штабелей и пологих откосов – гусеницами тракторов или тракторами с прицепными катками.

Для бурых и легко возгорающихся каменных углей, склонных к окислению, а также сланцев рекомендуется следующий режим укатки: толщина слоя 1–1,5 м, удельное давление – до 4 кгс/см^2 (0,4 МПа).

Угли, не склонные к окислению и самовозгоранию, могут закладываться на длительное хранение без уплотнения, но с послойной планировкой после каждых двух метров высоты штабеля. Два верхних слоя штабеля всех углей и сланцев должны подвергаться укатке через каждые 0,5 м, причем верхний слой и откосы должны уплотняться после предварительной досыпки мелкого топлива на поверхность штабеля.

Кроме этого, как показал опыт эксплуатации, для снижения возможности самовозгорания топлива при его хранении на складе очень эффективным является установка подпорных стенок по периметру склада или установка легких жалюзных стенок для снижения ветрового напора. В обоих случаях уменьшается также и механический унос твердого топлива со склада.

Основным методом эксплуатационного контроля за состоянием штабеля является внешний осмотр, который производится по графику с периодичностью, зависящей от группы топлива по склонности к окислению, в соответствии с требованиями, изложенными в «Типовой инструкции по хранению углей, горючих сланцев и фрезерного торфа»: РД 34.44.101-96.

Внешними признаками самонагревания и самовозгорания топлива в штабелях являются: появление за ночь влажных пятен на поверхности штабеля, близкой к очагу самовозгорания, и исчезновение их утром, быстрое высыхание после дождя или обильной росы отдельных мест с образованием сухих пятен; образо-

вание солевых налетов на поверхности штабеля; появление проталин на снежном покрове.

Для эксплуатационного контроля штабелей торфа применяется систематическое измерение температуры при помощи термощупа или термометров, помещенных в специальную металлическую оправу.

Мероприятия по ликвидации очагов самовозгорания – дополнительное уплотнение и выборка из штабеля (для угля и сланца), вывозка из штабеля (для торфа), а также своевременное сжигание топлив в котельной производятся в соответствии с «Типовой инструкцией по хранению...»

4.1.10. Механизмы и оборудование топливных складов должны быть в рабочем состоянии, обеспечивающем их техническую производительность.

В случаях перерыва в поступлении топлива на электростанцию потребность котельной в нем должна обеспечиваться его подачей со склада. Поэтому от степени подготовки к работе оборудования и механизмов склада зависит надежность эксплуатации всей электростанции, особенно в осенне-зимний период, когда более вероятны задержки подачи топлива по железной дороге, а также затруднена выгрузка смерзшегося топлива. Основные складские механизмы при количестве 2 и более (кран-перегружатель, роторный укладчик-заборщик и др.), как правило, не резервируются аналогичными механизмами. На электростанциях, для которых достаточен только один механизм (кран-перегружатель, роторный укладчик-заборщик, гусеничный или железнодорожный кран), он должен быть резервирован вспомогательными погрузочными средствами, например бульдозерами или кранами на гусеничном ходу.

При подаче топлива со склада только бульдозерами и (или) скреперами резерв должен быть не менее 30 % расчетного числа машин.

В отличие от механизмов тракта подачи топлива, которые стационарно расположены в определенной последовательности, так что необходимое изменение производительности одного из них сразу же сказывается на работе всего тракта топливоподачи, механизмы угольных складов не имеют такой связи, поэтому эксплуатационный персонал должен следить за ними с особой тщательностью.

В летние месяцы и при снижении нагрузки электростанции все механизмы складов должны быть отремонтированы в соответствии с графиком и подготовлены к бесперебойной работе в период максимального расхода топлива.

Для безопасного выполнения погрузочно-разгрузочных работ и операций по укладке штабелей в ночное время должно быть обеспечено общее освещение, которое позволяет также вести наблюдение за состоянием топлива. Для ремонта или осмотра механизмов может предусматриваться местное или временное освещение.

Пожарный водопровод на угольных складах должен обеспечить тушение распыленной водой поверхностных очагов горения на штабеле, а также угля, изъятого из штабеля и разбросанного на свободной площадке слоем не более 0,5 м, а на торфяных складах – тушение открытых складов.

Автодороги на подъездах к периметру склада или штабеля должны быть соединены с автодорогами общего пользования, чтобы обеспечить возможность своевременного прибытия пожарных автомашин. В связи с этим за состоянием автодорог необходимо организовать регулярный контроль.

4.1.11. Работа грузоподъемных кранов, мостовых перегружателей при наличии трещин в металлоконструкциях, неисправных тормозах, противоугонных устройствах, концевых выключателях и ограничителях перекосов не допускается.

Важное значение для надежной и безопасной работы кранов-перегружателей, грузоподъемных кранов, роторных укладчиков-заборщиков имеет целостность металлоконструкций и рамы машины, исправное состояние тормозов, концевых выключателей и противоугонных устройств. В качестве последних применяются различные конструкции приспособлений, осуществляющие захват за подкрановые рельсы в случае самопроизвольного или под действием ветра передвижения крана-перегружателя.

Каждая опора крана-перегружателя, роторного укладчика-заборщика имеет индивидуальный привод механизма передвижения. Из-за ряда причин, например неравномерного износа ходовых механизмов, может произойти относительный сдвиг опор – отставание одной опорной ноги относительно другой. Применяемые на кранах-перегружателях ограничители перекоса опорных ног вначале подают сигнал о наличии перекоса выше допустимого предела, а затем, в случае его увеличения до предельного значения, отключают привод механизма передвижения.

Проверка состояния (обследование) металлоконструкций выполняется в соответствии с графиком, утвержденным техническим руководителем энергопредприятия, как правило, специальными организациями, имеющими право на проведение этой работы.

4.1.12. Резервные механизмы и оборудование (вагоноопрокидыватели, нитки системы конвейеров, дробилки и др.) должны работать поочередно в соответствии с графиком, утвержденным техническим руководителем.
При переводе электростанции на сезонное сжигание газообразного или жидкого топлива одна нитка топливоподачи должна быть в постоянной готовности к работе.

Для обеспечения надежной работы тракта топливоподачи и беспрерывной подачи топлива в БСУ, а также исключения простоя вагонов при их выгрузке ряд машин и механизмов в топливно-транспортном хозяйстве резервируется. Так, например, основной тракт подачи топлива в котельное отделение всегда имеет две нитки.

При эксплуатации следует обеспечить поочередную работу дублированных механизмов через равные промежутки времени. Это обеспечивает равномерный износ основных и резервных механизмов и машин в период между капитальными ремонтами. Кроме того, длительный простой в резерве (больше недели), как правило, ослабляет внимание эксплуатационного персонала к техническому состоянию резервного оборудования.

В связи с этим, а также для поддержания надежности топливоснабжения на сезонное сжигание газообразного или жидкого топлива одна нитка топливоподачи должна быть в постоянной готовности к работе. Для контроля ее исправности следует практиковать контрольное опробование по специальному графику.

4.1.13. Устройства для подготовки и транспортирования твердого топлива должны обеспечивать подачу в котельную дробленого и очищенного от посторонних предметов топлива.
Рабочая нитка системы топливоподачи должна эксплуатироваться при проектной производительности, рассчитанной на минимальное время загрузки бункеров котельной.

Для обеспечения надежной работы пылеприготовительных установок и исключения их поломки в БСУ должно подаваться топливо, очищенное от посторонних включений (металл, щепа, порода и т. д.) и раздробленное до определенной крупности, предусмотренной проектом. Такая подготовка топлива к сжиганию осуществляется при транспортировке его по тракту топливоподачи. При этом для очистки его от посторонних включений используются различные машины и механизмы: грохоты, магнитные сепараторы и т. д., а для дробления – соответствующие дробилки: диско-зубчатые, валково-дисковые, кольцевые, ДФМ и т. д. Очистка и дробление топлива, как правило, осуществляется в 2–3 ступени.

При эксплуатации работающая нитка топливоподачи должна работать с проектной производительностью, т. е. следует не допускать ее неполной загрузки или длительной работы на холостом ходу. Помимо экономии электроэнергии работа механизмов при минимальной производительности уменьшает длительность их пребывания в рабочем состоянии, а следовательно, уменьшается их износ, так как последний пропорционален продолжительности работы оборудования. Кроме того, следует также отметить, что в результате работы оборудования на пониженной производительности или холостом ходу не обеспечен отбор представительной пробы топлива автоматическими пробоотборниками. Это может привести к нарушению точности показаний конвейерных весов, а также к сокращению времени, которое обслуживающий персонал может использовать на поддержание оборудования и помещений топливоподачи в надлежащем техническом состоянии.

4.1.14. Механизмы топливоподачи должны управляться автоматически либо дистанционно с центрального щита управления системы топливоподачи.
При эксплуатации должна быть обеспечена надежная работа блокировок, устройств защиты, сигнализации и аварийного останова для бесперебойной, надежной и безопасной работы системы топливоподачи (останов конвейеров при пробуксовке лент, переполнении течек, неправильном выборе схемы, останове одного механизма и др.).

Механизмы топливоподающего тракта представляют собой единую технологическую поточно-транспортную систему, что предопределяет необходимость управления ими с одного центрального щита управления (ЦЩУ) топливоподачи. Наиболее распространены следующие виды управления механизмами топливоподающего тракта:

автоматическое;
дистанционное;
местное.

Основными режимами управления являются автоматический или дистанционный. В первом случае пуск и останов всех механизмов и машин выбранной технологической линии, а также сблокированных вспомогательных систем и механизмов (аспирация, металлоотделение, отбор проб и т. д.) осуществляются с ЦЩУ путем нажатия кнопки «Пуск» или «Останов». При этом автоматически включаются все защиты и блокировки, предусмотренные проектом.

Во втором случае пуск и останов всех машин и механизмов выбранной технологической линии, а также сблокированных с ними вспомогательных систем и механизмов осуществляются с ЦЩУ путем нажатия кнопок «Пуск» и «Останов» последовательно для каждого включаемого в работу устройства. При этом пуск машин и механизмов должен осуществляться начиная с последнего, а останов – начиная с первого по ходу топлива механизма (питателя или конвейера) с выдержкой времени, необходимой для схода топлива. При дистанционном пуске некоторые защиты и блокировки могут быть исключены.

Местное управление, как правило, используется для прокрутки и проверки работы отдельных механизмов в процессе наладки или после ремонта, а также, при необходимости, для аварийного останова.

На рис. 4.1.1 показана схемная расстановка элементов автоматики на ленточном конвейере. В случае грузовой тележечной натяжки устанавливаются датчик вытяжки ленты и обрыва грузов для горизонтальной натяжной станции и датчик вытяжки ленты – для вертикальной.

Вспомогательные системы и механизмы, как правило, имеют автоматическое или местное управление, так как их пуск и останов осуществляются либо по месту, либо автоматически по блокировке одновременно с пуском основных машин и механизмов.

Для надежной и безаварийной работы топливоподающего тракта предусматриваются основные защитные и запретные блокировки:

запрещающая пуск механизмов без включения в помещении предупредительного звукового сигнала;

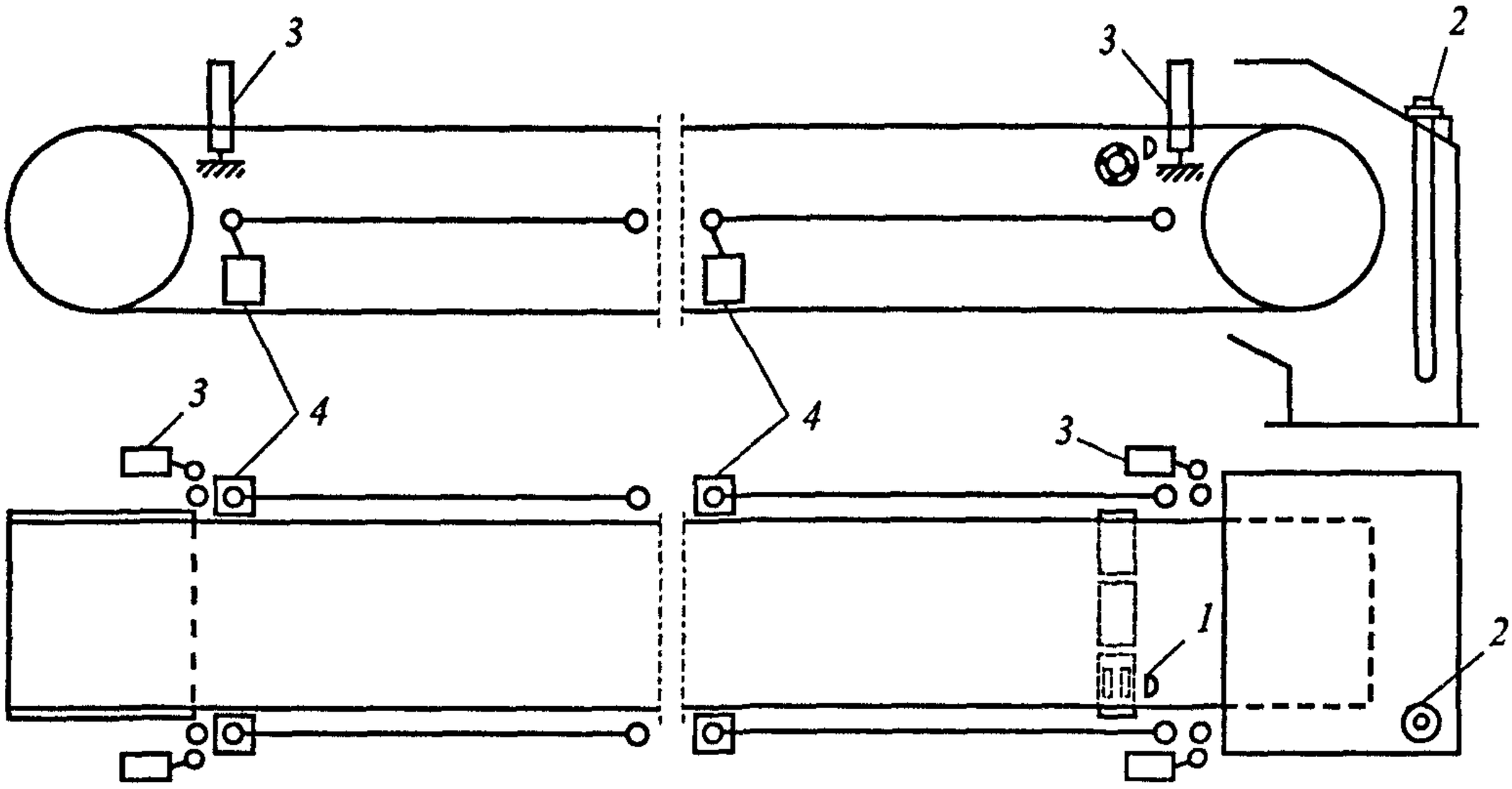


Рис. 4.1.1. Расстановка элементов автоматики на ленточном конвейере:
1 –датчик к реле скорости; *2* – датчик завала пересыпной течки; *3* – датчик схода конвейерной ленты; *4* – тросовый аварийный останов

запрещающая пуск механизмов в неправильной последовательности;

запрещающая работу механизмов при неисправности в цепях включения электродвигателей, тормозов, маслонасосов редукторов, вентиляторов обдува электродвигателей или устройств подачи воды в рубашку редуктора;

останавливающая ленточный конвейер, на котором установлен контрольный металлоискатель, при обнаружении опасных металлических предметов;

блокировка от неправильного положения шибера в узле пересыпки или плужкового сбрасывателя;

блокировка при завале пересыпной течки или приемного короба плужкового сбрасывателя, пробуксовке или обрыве конвейерной ленты или грузовой натяжной станции, а также при отключении последующего по ходу топливомеханизма.

Действие последней блокировки не распространяется на молотковые дробилки, пуск которых невозможен без полной очистки от топлива. В случае отключения ленточного конвейера за дробилкой останавливается конвейер, подающий в нее топливо, а она сама остается включенной.

При сходе ленты подается сигнал на ЦЩУ топливоподачи. Отключать при этом конвейер нецелесообразно, так как чаще всего сход ленты является кратковременным. При устойчивом сигнале о сходе ленты следует принять меры к его устранению. Если сход ленты неустраним, необходимо снять нагрузку с конвейера, отключить его и перейти на параллельную нитку. Возможен вариант использования двухпозиционных датчиков схода конвейерной ленты: вначале (при сходе ленты до первой уставки) сигнал только подается на ЦЩУ, а при увеличении схода до второй уставки отключается конвейер.

При автоматизации процесса загрузки бункеров котельной необходимо соблюдать следующие основные принципы:

должны в первую очередь заполняться только бункера с минимальным уровнем топлива, причем во избежание опорожнения одного из них загрузку следует осуществлять с ограничением по времени; при отсутствии бункеров – с минимально допустимым уровнем топлива можно перейти на режим последовательной загрузки всех незаполненных бункеров с контролем по уровню;

должна быть предусмотрена защита последних бункеров от переполнения, для чего рекомендуется осуществлять плавное заполнение одного или нескольких последних бункеров до среднего уровня.

4.1.15. Работа оборудования и устройств топливоподачи при отсутствии или неисправном состоянии предупредительной сигнализации, необходимых ограждающих и тормозных устройств не допускается.

Все движущиеся (вращающиеся) части машин и механизмов, расположенные на высоте менее 2 м от уровня пола или рабочих площадок, должны иметь сплошное или сетчатое ограждение в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей» (М.: ЭНАС, 1997). Расстояние от приводных, натяжных и отклоняющих барабанов ленточных конвейеров до конца ограждения по длине конвейера должно быть не менее 800 мм. Места подачи смазки необходимо вывести за ограждения и обеспечить удобство их обслуживания. Конструкция ограждений должна исключать возможность попадания одежды в движущиеся или вращающиеся части оборудования.

Тормозные устройства механизмов топливоподающего тракта должны не только обеспечивать их останов по окончании подачи топлива или при аварии, но и предотвращать возможность движения в обратную сторону при останове ленточного конвейера с номинальной загрузкой. В первую очередь это относится к наклонным ленточным конвейерам в случае их останова под нагрузкой. Для конвейеров небольшой производительности может применяться ленточный останов, при котором свободно закрепленный отрезок конвейерной ленты при торможении затягивается между ней и приводным барабаном, препятствуя ее движению в обратную сторону. Для мощных конвейеров используются электрогидравлические тормоза, колодки которых при включении конвейера разводятся толкателем гидропривода, а при исчезновении питания под действием пружины сжимают приводной вал конвейера.

Для оповещения мотористa об авариях и неисправностях на ЦЩУ топливоподачи предусмотрена аварийная светозвуковая сигнализация. При возникновении аварийных ситуаций на ЦЩУ включается соответствующее табло и звуковой сигнал – звонок. Работа оборудования и устройств топливоподачи при неисправной сигнализации не допускается.

4.1.16. В галереях и эстакадах ленточных конвейеров, узлах пересыпки основного тракта и тракта подачи топлива со склада и в подземной части разгрузочных устройств температура воздуха в холодное время года должна поддерживаться не ниже 10 °С, а в помещении дробильных устройств – не ниже 15 °С.
Температура воздуха в надземных частях разгрузочных устройств (за исключением здания вагоноопрокидывателя и других устройств с непрерывным движением вагонов) должна поддерживаться не ниже 5 °С.
На конвейерах подачи топлива на склад, где отсутствуют отопительные устройства, должна применяться морозостойкая лента.

В необогреваемых и недостаточно обогреваемых помещениях топливоподающего тракта в зимнее время возможны следующие затруднения:

пробуксовка ленты конвейеров из-за конденсации влаги, содержащейся в воздухе, на холодных поверхностях ленты и барабанов;

прихватывание влажного топлива к ленте и барабанам конвейеров, стенкам пересыпных течек и бункеров, ковшам кранов и экскаваторов и т. д.,что вызывает застревание топлива и нарушает нормальную эксплуатацию топливоподачи;

загустевание смазки механизмов, что может вызвать перерасход электроэнергии.

Поддержание температуры +10 °С позволяет в зимнее время обеспечить надежную эксплуатацию оборудования топливоподающего тракта. Однако для работы персонала по «Санитарным нормам проектирования промышленных предприятий» в зимнее время требуется +15–18 °С. Поэтому при проведении, например, ремонтных работ необходимо организовать местный обогрев с помощью калориферов.

В разгрузочных устройствах с вагоноопрокидывателями трудно обеспечить положительную температуру из-за постоянного движения вагонов. Однако сооружение воздушных тепловых завес в воротах здания вогоноопрокидывателя позволяет большую часть зимнего периода, за исключением особо ветреных и морозных дней,

иметь положительную температуру и в таких помещениях. Кроме того, наличие воздушной завесы позволяет при закрытых воротах быстро поднять температуру в помещении для создания благоприятных условий выполнения ремонтных работ.

Галереи конвейеров выдачи топлива на склад не отапливаются по следующим причинам:

основной объем топлива подается по этим конвейерам при закладке штабеля в теплое время года;

галереи выполнены из облегченных строительных конструкций и имеют много отверстий для сброса топлива, которые затруднительно перекрыть.

В ряде случаев зимой возникают трудности с выдачей на склад топлива, которое скатывается назад по обледеневшей ленте. На практике применяются такие способы борьбы с обледенениями, как постоянное и периодическое включение вхолостую конвейера, местный подогрев транспортной ленты. Кроме того, для обеспечения надежной работы этих конвейеров при отрицательных температурах следует применять морозостойкую ленту, а на осенне-зимний период своевременно заменять в редукторах летнее масло на зимнее согласно инструкциям заводов-изготовителей.

4.1.17. Все виды угля и сланца должны подвергаться дроблению на куски размером до 25 мм. При этом остаток на сите 25 мм не должен превышать 5 %.

Проектом могут быть предусмотрены другие показатели крупности дробления.

Для обеспечения требуемого качества дробления зазоры между валками валковых дробилок, между молотками и отбойной плитой, колосниками и брусом молотковых дробилок должны периодически в соответствии с местной инструкцией контролироваться и регулироваться.

Ограничение размеров кусков дробленого топлива и его фракционного состава вызвано следующими соображениями:

при таком размере кусков дробленого топлива обеспечивается минимальный суммарный расход электроэнергии на его размол и дробление;

дозировка сырого топлива питателями производится лучше при более мелком топливе;

надежность работы быстроходных и среднеходных мельниц повышается при более мелком топливе, а у среднеходных мельниц уменьшается также доля провала.

Причинами увеличения размеров кусков топлива после дробления являются несвоевременная регулировка зазоров между молотками и отбойной плитой, колосниками и отбойным брусом или валками, а также неисправность грохотов перед молотковыми дробилками или неравномерный по ширине поток топлива, что приводит к пропуску фракций, не соответствующих требованиям этого пункта.

Необходимо организовать своевременную замену бил у молотковых дробилок, регулярно контролировать состояние грохотов и своевременно выполнять их ремонт. Целесообразно создать на электростанции установку по автоматической наплавке бил.

Проектом может быть предусмотрен иной фракционный состав топлива, например для котлов с кипящим или циркулирующим кипящим слоем.

4.1.18. Перед подачей топлива в дробилки и мельницы должно быть осуществлено механизированное удаление из него металла, щепы и корней. На работающем конвейере металлоуловители и щепоуловители должны быть постоянно включены и постоянно сблокированы с ним.
Эксплуатация тракта топливоподачи при неработающей системе металлоулавливания на энергообъектах, имеющих системы пылеприготовления с мелющими вентиляторами, среднеходными и молотковыми мельницами, запрещается.
Система механизированного удаления уловленных посторонних предметов должна быть в постоянной эксплуатации.

Попавшие в топливо различные металлические предметы могут вызывать повреждение оборудования как на тракте топливоподачи (дробилок, питателей, конвейерных лент и т. д.), так и пылеприготовительных установок (питателей, среднеходных и молотковых мельниц и мельниц-вентиляторов).

Большинство металлических предметов, попавших в топливо, являются ферромагнитными и их улавливание осуществляется магнитными сепараторами. На рис. 4.1.2 показаны:

шкивные магнитные сепараторы (электромагнитные шкивы), выполненные в виде приводных барабанов конвейеров (рис. 4.1.2, *а*);

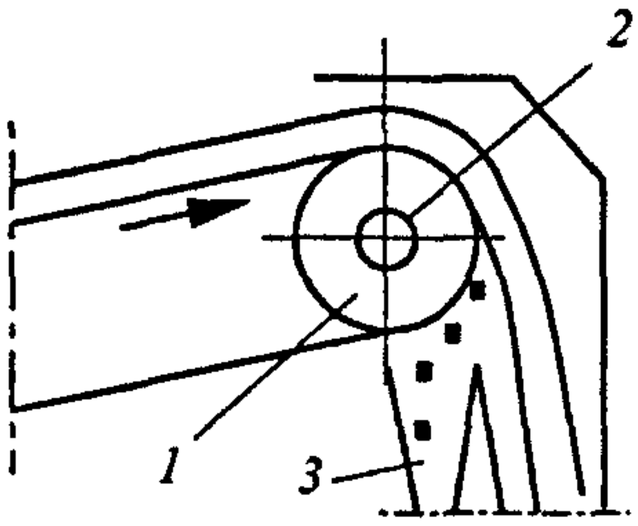
барабанные магнитные сепараторы (рис. 4.1.2, *б*), для установки которых необходимо наличие свободного пространства, особенно по высоте. В отличие от электромагнитных шкивов у этих сепараторов магниты укреплены неподвижно, а обечайка барабанов вращается вокруг них.

Не получили широкого распространения подвесные несамоочищающиеся и самоочищающиеся магнитные сепараторы. В последних удаление уловленного металла производится специальным ленточным конвейером-очистителем, сгибающим электромагнит. Первые устанавливаются над лентой конвейера (рис. 4.1.2, *в*), вторые – над лентой (рис. 4.1.2, *г*) или в узле пересыпки над приводным барабаном ленточного конвейера (рис. 4.1.2, *д*). Последняя установка является наиболее эффективной. Большое распространение наравне с сепараторами типов ЭП и ЭПР получили подвесные самоочищающиеся сепараторы с грузоподъемными электромагнитами М-42 и М-62.

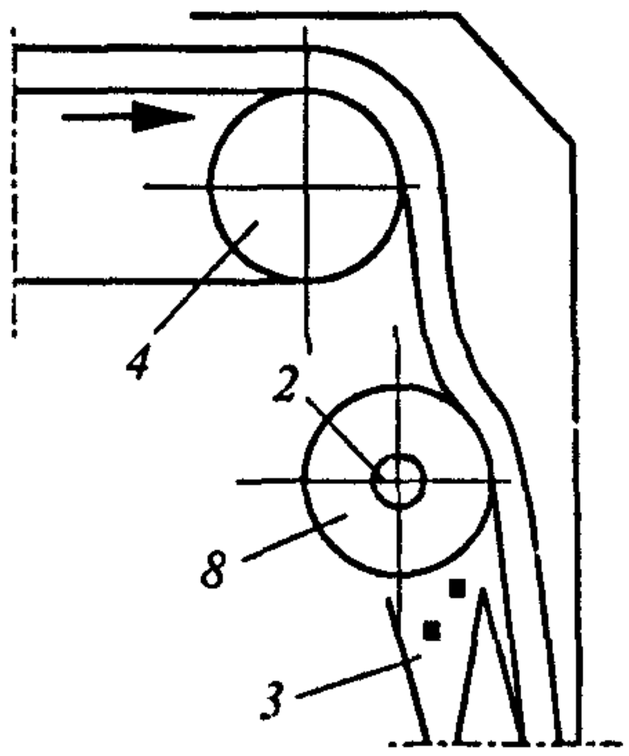
При длительном включении магнитных сепараторов катушки электромагнитов нагреваются, что приводит к снижению эффективности работы магнитных сепараторов и старению изоляции их обмоток. Поэтому целесообразно включать сепаратор на полное или повышенное напряжение (форсировать его) только при появлении в транспортируемом топливе крупных металлических предметов. Остальное время сепаратор может работать при пониженном напряжении, достаточном для удаления мелких предметов, или находиться в отключенном состоянии.

Уловленный магнитный металл по течкам или конвейером направляется в специальный бункер, при заполнении которого перегружается в полувагон или автомобильный прицеп для направления на склад металлолома.

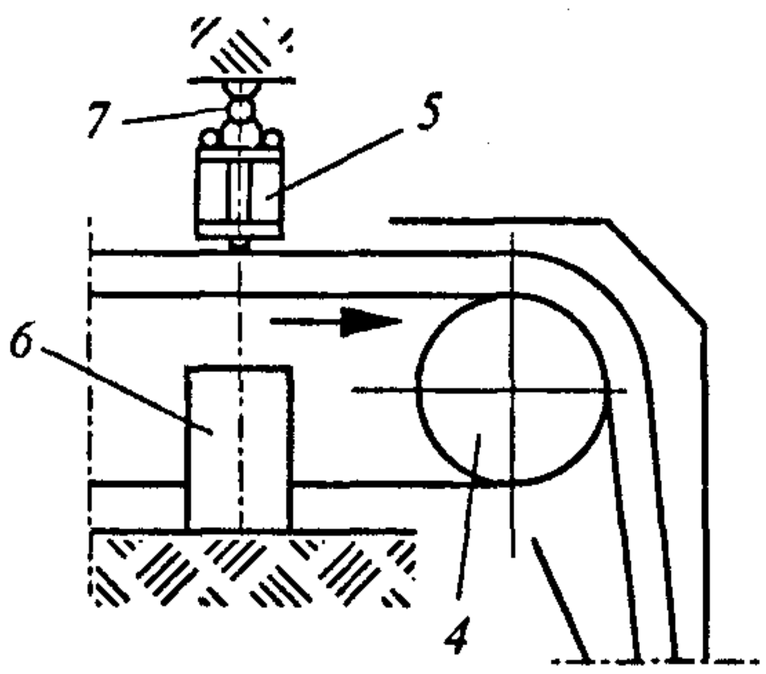
Для пылеприготовительных установок с мельницами-вентиляторами, молотковыми и среднеходными мельницами система улавливания магнитного металла должна быть трехступенчатой (две ступени до дробилок и одна – после них), а для шаровых барабанных мельниц, как правило, двухступенчатая (две ступени до дробилок).



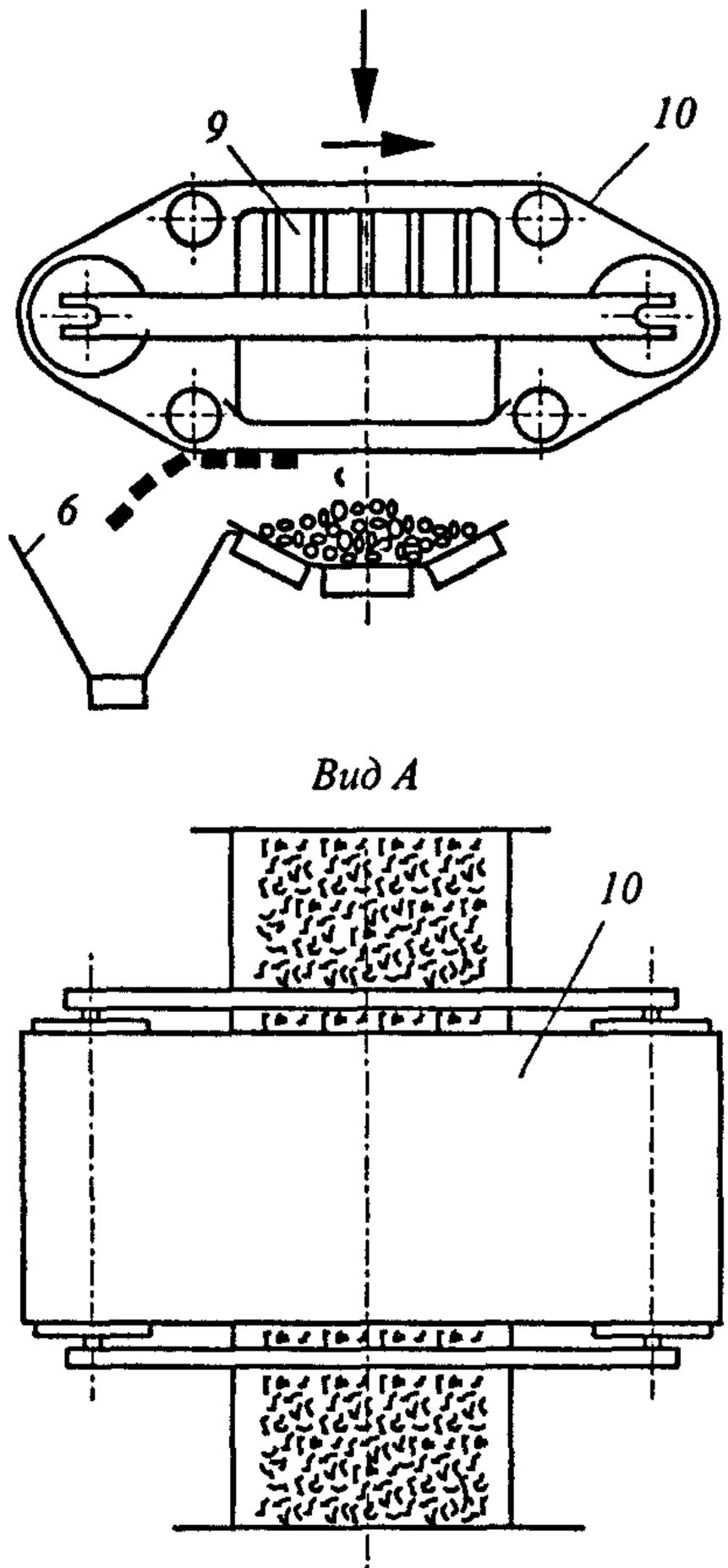
а



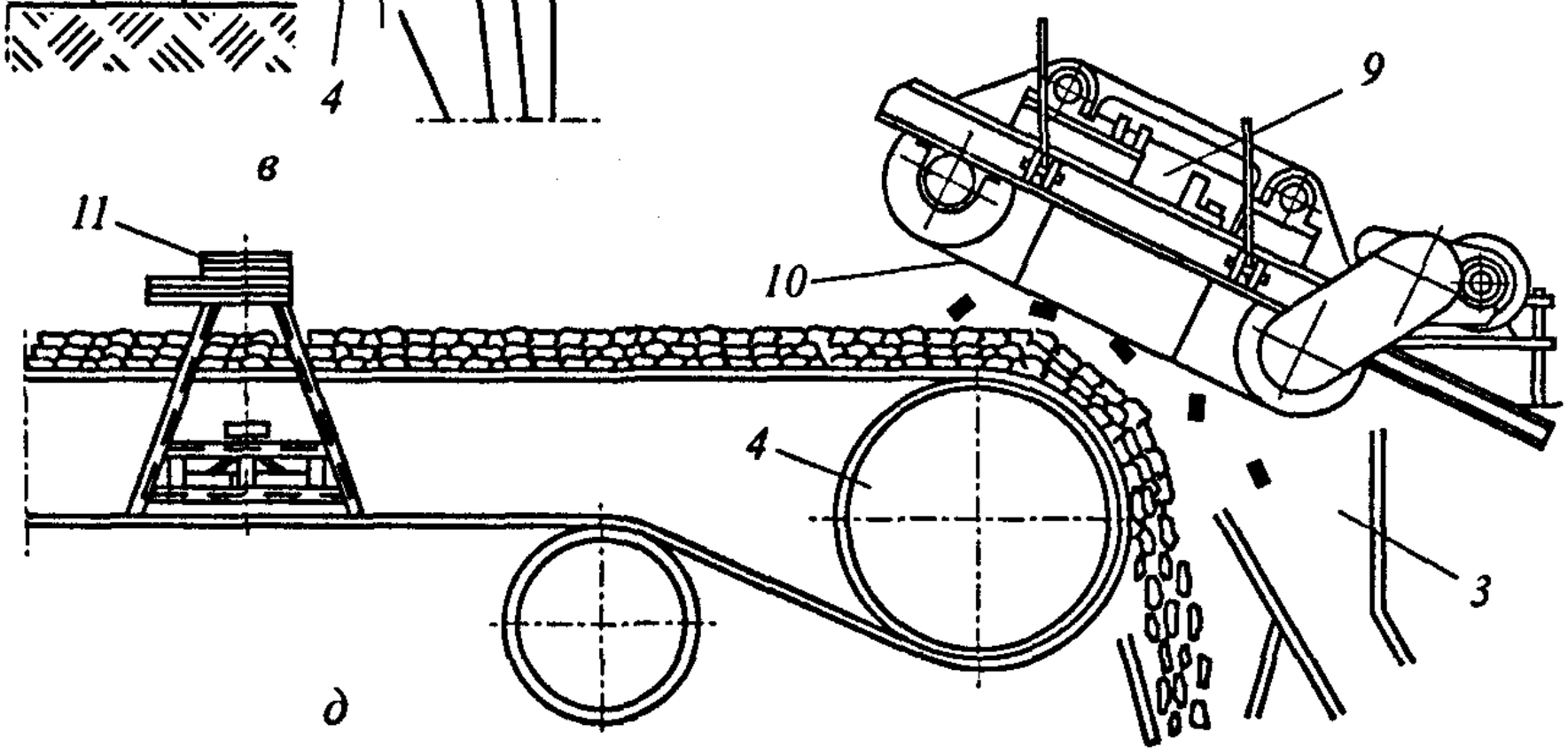
б



в



г



д

Рис. 4.1.2. Типы металлоуловителей:
а – шкивной; *б* – барабанный; *в* – подвесной; *г* – самоочищающийся над конвейерной лентой; *д* – самоочищающийся у приводного барабана; *1* – шкивной магнитный сепаратор; *2* – подвод питания; *3* – течка для металла; *4* – приводной барабан конвейера; *5* – подвесной электромагнит; 6 – бункер для металла; *7* – тельфер; *8* – барабанный магнитный сепаратор; *9* – грузовой электромагнит типа М-62; *10* – лента конвейера-очистителя; *11* – металлоискатель

Для улавливания немагнитного металла чаще всего применяют следующую схему (Березовская ГРЭС-1): по сигналу отдатчика металлоискателя быстродействующий плужок высекает порцию топлива с металлом и сбрасывает ее в бункер. Из бункера загрязненное металлом топливо поступает в барабанный грохот, где оно очищается от немагнитного металла и возвращается в тракт, а немагнитный металл поступает в бункер-накопитель.

Из неметаллических примесей к твердому топливу чаще всего встречаются щепа, корни, порода и т. п. С уменьшением использования древесины при добыче топлива доля древесных примесей в нем снижается, однако из-за заделки досками неисправных вагонов количество древесины в транспортируемом топливе все еще велико. В зависимости от размеров древесных включений их вредное влияние сказывается как на тракте топливоподачи, так и на оборудовании пылеприготовительных установок. Во всех случаях следует прежде всего организовать отбор длинномерных предметов и крупной древесины в начале тракта топливоподачи. Это выполняется, как правило, в первом узле пересыпки.

Для улавливания длинных предметов рекомендуются уловители длинномеров, конструкция которых представляет собой свободно подвешенный рольганг из трех роликов, по которым длинномеры скатываются в течку и затем поступают в специальный бункер.

В зависимости от систем пылеприготовления дополнительно создаются различные щепоуловители. При сравнительно небольшой производительности топливоподачи (до 150–200 т/ч) можно использовать принцип прочесывания тем или иным способом потока топлива. Наилучшие результаты показал барабанный щепоуловитель, а при большой производительности топливоподачи применяются щепоуловители типа грохотов (валковых, вибрационных и др.), описанные в книге «Топливно-транспортное хозяйство тепловых электростанций» (М.: Энергия, 1977).

4.1.19. При эксплуатации должен быть обеспечен равномерный по ширине поток топлива, поступающего на конвейеры, грохоты, дробилки, щепо- и корнеуловители. Должны приниматься меры, исключающие замазывание влажным топливом грохотов, дробилок (обогрев, вибрирование, отсев мелочи).

Равномерно распределенный по длине ротора дробилки поток топлива обеспечивает одинаковый износ бил у молотковых и кольцевых дробилок, благодаря чему повышается качество дробления топлива, увеличивается межремонтный период замены бил и колец, снижается вероятность забивания дробилок. Эффективность действия остальных механизмов, очищающих топливо от посторонних предметов, также повышается при равномерном распределении топлива по ширине потока.

При поступлении влажного топлива происходит замазывание грохотов, молотковых и кольцевых дробилок и течек. Для обеспечения бесперебойного прохождения влажного топлива по тракту прежде всего следует принять меры по конструктивной доработке отдельных узлов: вынести за пределы потока топлива нижнюю часть стационарных веерообразных грохотов, выполнить скругление углов, устранить резкие переломы потока топлива и местные сужения сечения течек и т. д. Радикальными мероприятиями являются: обогрев течек, грохотов, отбойной плиты дробилок, выполнение течек из нержавеющей стали, пневмообрушение на молотковых дробилках и т. п. В ряде случаев оправданной является установка вибраторов.

4.1.20. Устройства, устраняющие зависание топлива в бункерах и течках (устройства обогрева стенок, пневмо- и парообрушители, вибраторы и др.), должны быть в действии или в состоянии готовности к действию.

Для уменьшения вероятности забивания течек на тракте топливоподачи в случае поступления плохосыпучего топлива необходимо, чтобы последние не имели перегибов и устанавливались с углом наклона стенок, по которым движется топливо, не менее 60° к горизонту для угля и сланца и не ниже 65° для торфа. Аналогичные требования распространяются и на наклонные стенки бункеров, расположенных на тракте топливоподачи, и на стенки БСУ. Указанные углы наклонов являются минимальными и очевидно, что с их увеличением уменьшается вероятность зависания топлива.

Для устранения сводообразования, зависания и трубообразования в бункерах применяются следующие основные методы или их комбинация:

паро- или пневмообрушение с помощью стреляющих сопел, устанавливаемых рядом с двугранными углами, образуемыми соседними стенками бункеров. Сопла устанавливаются в 3–4 яруса по высоте бункера и к ним кратковременно (в течение 1–2 с), начиная с нижнего яруса и заканчивая верхним, подается пар или воздух давлением 8–10 кг/см^2 (0,8–1,0 МПа). Устройство включается в работу либо по заданной программе, либо по сигналу от датчика обрыва топлива на БСУ;

реконструкция бункера, выпускной воронки и замена питателей;

скругление углов;

установка вибраторов на «ложной» стенке в нижней части бункера;

установка подвесной выпускной воронки;

покрытие стенок бункеров специальными материалами (эпоксидно-амидными композициями или керамическими плитками и т. д.);

выполнение стенок выпускной части из нержавеющей стали;

обогрев бункеров на складе или стенок бункеров под вагоноопрокидывателем.

Предпочтение следует отдать пневмообрушению, воздействующему практически на весь бункер, а не только на его нижнюю часть.

При регулярном употреблении обрушающих устройств полнее используется емкость бункеров и не возникают очаги зависания и застревания топлива. В случае длительного перерыва в применении обрушающих устройств эффективность их действия резко снижается.

Удовлетворительные результаты дает покрытие бункеров керамической плиткой и эпоксидно-амидными композициями. Эти покрытия следует применять в совокупности с пневмообрушением.

Для устранения налипания топлива на стенки и шиберы пересыпных течек, что в конечном счете может привести к застреванию в них топлива, целесообразно выполнять:

обогрев стенок паром, проходящим по трубам, разрезанным вдоль оси на две части и приваренным в местах наиболее часто встречающихся налипаний топлива;

установку вибраторов;

скругление углов.

Обогрев стенок течек положительно зарекомендовал себя в эксплуатации, особенно при работе на высоковлажных углях. Обогрев должен осуществляться во время подачи топлива по данной течке. Вибраторы являются эффективными при работе по заданной программе. Включение вибраторов по импульсу от датчика

завала течки топливом нецелесообразно, так как это обычно приводит к уплотнению застрявшего топлива и увеличению трудозатрат на очистку течки.

Кроме описанных выше конструктивных мероприятий, следует также периодически, через каждые 7–10 сут срабатывать топливо до минимально возможного уровня с целью устранения его зависания в БСУ, так как все виды твердого топлива, применяемого в энергетике, обладают склонностью к слеживанию при длительном пребывании в неподвижном состоянии. По этой же причине необходимо полностью выбирать топливо из БСУ перед любым длительным перерывом в работе бункеров, например, при сезонном переходе на сжигание газа или мазута.

4.1.21. Уплотнения узлов пересыпки, дробилок и других механизмов тракта топливоподачи, устройства для очистки лент и барабанов конвейеров, рабочие элементы плужковых сбрасывателей, а также аспирационные устройства и средства пылеподавления (паро-, гидро- и пенообеспыливания) должны быть в исправном состоянии и периодически, не реже 1 раза в неделю, проверяться. При необходимости должна быть произведена регулировка или замена уплотнений, форсунок устройств пневмо-, гидро- и пенообеспыливания.

При транспортировке твердого топлива по тракту топливоподачи и подготовке его к сжиганию (дробление, очистка) увеличивается количество мелкой фракции (0–1 мм), что приводит к выбросу пыли в помещения тракта топливоподачи (узлы пересыпок, галереи), оседающей на оборудовании, полу и стенах зданий и сооружений. Как показывает опыт эксплуатации, наибольшая запыленность возникает в момент пуска оборудования в работу при отсутствии своевременной уборки помещений. В этот момент может образоваться взрывоопасная концентрация пылевоздушной смеси.

Кроме того, дополнительными источниками пыления являются:

рабочие элементы очистителей барабанов и конвейерной ленты, плужковых сбрасывателей;

плохое уплотнение лотков укрытий ленточных конвейеров в узлах пересыпки, а также дробилок, грохотов и других механизмов тракта топливоподачи;

образование сквозных отверстий и дыр в стенках течек в результате абразивного износа или коррозии;

пыление из приемных воронок плужковых сбрасывателей;

выветривание мелкой фракции с ленточных конвейеров.

Основная пыль, как правило, на большинстве ТЭС убирается механизированным способом и удаляется в систему гидрозолоудаления (ГЗУ), т. е. топливо безвозвратно теряется, что ведет к уменьшению прибыли энергопредприятия и ухудшению его технико-экономических показателей.

Для снижения пыления применяют различные устройства и системы (паро-, гидро- и пенообеспыливания), принцип работы которых рассмотрен ниже (п. 4.1.23). Кроме того, необходимо качественное уплотнение пересыпных течек, лотков укрытий конвейеров, машин и механизмов.

Целесообразно не реже 1 раза в неделю обходить тракт топливоподачи в момент подачи топлива и визуально контролировать работу систем и устройств пылеподавления, уплотнения узлов, машин и механизмов, обратив особое внимание

на указанные выше источники пыления, наличие избыточного давления в тамбурах при входе в узлы пересыпки, целостность и плотность прилегания дверей, а также целостность и плотность перегородок (при их наличии), отсекающих галереи ленточных транспортеров от узлов пересыпки и щитов, закрывающих монтажные проемы в узлах пересыпок.

4.1.22. Отбор и обработка проб топлива, поступающего в котельную, должны осуществляться с применением автоматических пробоотборников и проборазделочных машин.
Испытания установок по отбору и обработке проб топлива должны производиться в каждом случае при внесении принципиальных изменений в конструкцию оборудования. Кроме того, не реже 1 раза в год должна проверяться масса высекаемых порций угля.

Качество сжигаемого топлива является одной из важнейших характеристик для определения технико-экономических показателей работы ТЭС. Оно определяется в соответствии с «Методическими указаниями по контролю качества твердого, жидкого и газообразного топлива для расчета удельных расходов топлива на тепловых электростанциях»: РД 34.09.114–92.

Отбор и разделка отбираемых проб топлива, поступающего в котельную, должны осуществляться с помощью автоматических механизированных пробоотборников и специальных проборазделочных машин. Наибольшее распространение на ТЭС получили пробоотборники АО-ВТИ, А02-ВТИ и маятниковые. Могут использоваться и любые другие типы пробоотборников, удовлетворяющие требованиям ГОСТ 10742–75.

В качестве проборазделочных машин наибольшее распространение на ТЭС получили машины типа МПЛ-150, МПА-300 и системы ВТИ. Одним из наиболее существенных недостатков работающих систем с механическими отборниками и проборазделочными машинами является то, что результаты анализов качественных показателей топлива становятся известны с большим запозданием, как правило, через 12–16 ч.

Практически на всех ТЭС система отбора и подготовки проб располагается после дробилок, как правило, в башне пересыпки в главном корпусе. Следует иметь в виду, что эта система (по согласованию с поставщиком топлива, о чем должна быть сделана соответствующая запись в договоре на поставку топлива) может быть коммерческой, т. е. служить для взаимных расчетов с поставщиком за качество топлива. В этом случае следует руководствоваться «Методическими указаниями по входному контролю качества твердого топлива, поступающего на электростанции, с использованием механических пробоотборников»: РД 34.44.205–89.

Одним из наиболее перспективных направлений в настоящее время является определение зольности и влажности топлива с помощью радиоизотопных методов в соответствии с ГОСТ 11055–78, которое практически сразу дает информацию по этим показателям.

В качестве таких радиоизотопных устройств для определения зольности топлива могут быть использованы устройства типа гамма-зонд универсальный и РКТП, разработанные Институтом обогащения твердого топлива и внесенные в Госреестр Госстандарта РФ.

Для обеспечения правильной эксплуатации на каждой ТЭС должна быть разработана и утверждена техническим руководителем «Инструкция по эксплуата-

ции системы отбора и подготовки проб твердого топлива». Для ее разработки следует использовать «Типовую инструкцию по эксплуатации пробоотборников и разделочных машин твердого топлива на электростанциях»: РД 34.23.504–87.

При переводе электростанции на сжигание другой марки топлива, после реконструкции системы топливоподачи с изменением ее производительности, а также после каждого случая внесения изменений в конструкцию пробоотборника пробоотборные установки должны быть испытаны вновь для подтверждения представительности отбираемой пробы. Эти испытания, как правило, выполняются специализированной организацией, имеющей право на выполнение этой работы. Следует также не реже 1 раза в год проверять массу высекаемой порции угля рабочим органом пробоотборника, которая должна соответствовать требованиям ГОСТ 10742–75.

4.1.23. На конструкциях здания, внутри помещения и на оборудовании системы топливоподачи не должно допускаться скопление пыли. Механизмы топливоподачи должны быть тщательно уплотнены и оборудованы устройствами, обеспечивающими чистоту воздуха в помещении в соответствии с санитарными нормами. Запыленность и в необходимых случаях загазованность воздуха (содержание CO) в помещениях системы топливоподачи должны контролироваться по графику, утвержденному техническим руководителем.

При работе аспирационных устройств должна быть обеспечена в соответствии с нормами очистка удаляемого воздуха от пыли.

Уборка помещения и оборудования производится по утвержденному графику и должна быть механизированной (смывом водой или пылесосом).

Производить гидроуборку при температуре в помещениях ниже 5 °С, а также при нарушенной герметической заделке облицовки и швов внутренних помещений не допускается.

В процессе разгрузки, транспортировки, дробления и перегрузки практически всех видов твердого топлива с одного механизма на другой на тракте топливоподачи образуется пыль. К особенно пыляющим топливам относятся нерюнгринский, экибастузский, канско-ачинский угли, торф, АШ, тощий уголь. Потоки воздуха, особенно вдоль наклонных галерей, способствуют распространению пыли по топливоподающему тракту, что недопустимо в эксплуатации по следующим причинам:

концентрация пыли в воздухе может достичь пожаро- и взрывоопасных значений;

пыль, особенно с примесью двуокиси кремния, вредна для здоровья обслуживающего персонала;

для уборки пыли требуются значительные трудозатраты.

Взвешенная в воздухе пыль углей, сланца, торфа, полукокса и лигнита (за исключением антрацита и полуантрацита) с размером частиц менее 0,2 мм образует взрывоопасную смесь, которая при наличии источника воспламенения может вызвать взрыв.

Взрывоопасной является пыль всех топлив с выходом летучих на горючую массу 20 % и выше в соответствии с «Правилами взрывобезопасности топливоподач и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива».

Обязательным условием образования взрыва является наличие источников воспламенения пылевоздушной смеси, которыми могут быть: раскаленные частицы топлива (при его самовозгорании); зажженная спичка; искры электросварки и раскаленная окалина; искры при коротком замыкании электропроводов или при скольжении токоприемников по троллеям; разряды статического электричества, накапливающегося в конвейерных лентах с синтетическими обкладками и в барабанах, футерованных синтетическими материалами.

Таким образом, для предотвращения взрыва необходимо не допускать скопления и распространения сухой пыли, а также исключать возможность появления воспламенения пылевоздушной смеси. Сварочные и другие огневые работы на топливоподающем тракте должны проводиться с соблюдением следующих условий: оформление работы нарядом-допуском и письменным разрешением на производство огневых работ; тщательная очистка от пыли свариваемых деталей и места работы, поливка его водой в радиусе 10 м; ограждение места работы для предотвращения разлетания искр.

В соответствии с «Санитарными нормами проектирования промышленных предприятий» предельно допустимая концентрация угольной пыли в воздухе при содержании двуокиси кремния менее 2 % равна 10 мг/м^3, а при содержании 2–10 % – 4 мг/м^3. В условиях эксплуатации запылённость воздуха в дробильных помещениях и на бункерных галереях без применения специальных мер достигает недопустимых значений (200–300 мг/м^3 и более). Для уменьшения запыленности до санитарных норм в помещениях топливоподающего тракта применяется комплекс следующих мероприятий: уплотнение (герметизация) мест пересыпок топлива и оборудования топливоподачи; аспирация, паро- и гидрообеспыливание; пенообеспыливание; механизация уборки помещения топливоподачи.

Уплотнение (герметизация) всех мест возможного пылеобразования является обязательным условием, предшествующим любому способу обеспыливания. В приемных лотках ленточных конвейеров рекомендуется установка нескольких рядов фартуков, для чего длина лотка увеличивается до 10–12 м. Неплохие результаты дает рециркуляция воздуха в пересыпных течках. Значительный эффект достигается за счет рециркуляции воздуха на молотковых дробилках, когда зона избыточного давления под дробилкой соединяется с зоной разряжения над дробилкой. Перепад давления объясняется работой дробилки, ротор которой в аэродинамическом отношении аналогичен вентилятору. Рециркуляция воздуха на молотковых дробилках может снизить запыленность воздуха на 60 %.

Аспирация заключается в создании разряжения в узлах пересыпки. Выбивание пыли из приемных лотков ленточных конвейеров объясняется избыточным давлением в них за счет воздуха, увлекаемого падающим топливом. Отсос этой части воздуха осуществляется аспирационной системой, включаемой в работу одновременно с соответствующим конвейером. Эффективность аспирации достаточно высока, она позволяет снизить запыленность воздуха в несколько раз. Трудности в реализации аспирации связаны со сравнительно сложной системой очистки запыленного воздуха и забиванием (замазыванием) пылевоздухопроводов. Кроме того, в мокрых циклонах имеют место потери топлива; в зимнее время из помещений удаляется значительный объем нагретого воздуха и др.

Пароообеспыливание заключается в подводе навстречу потоку воздуха пара, который конденсируется на частицах пыли, утяжеляет их и способствует их оседанию. Запыленность воздуха при этом снижается примерно в 2–3 раза. Устройство пароообеспыливания является наиболее простым по конструктивному исполнению, однако имеются и его отрицательные стороны:

сравнительно большой расход пара (ориентировочно 300–400 кг/ч на один лоток);

конденсация влаги в приемных лотках, приводящая к ускоренному коррозионному износу;

недостаточная надежность работы запорной арматуры и пропуск пара при останове конвейера, оказывающие негативное влияние на состояние вулканизированных стыков конвейерных лент.

Гидрообеспыливание заключается в подводе в узлы пересыпки воды давлением 4–6 кгс/см^2 (0,4–0,6 МПа), как правило, из пожаротехнического водопровода. Вследствие плохой смачиваемости угольной пыли водой эффективность гидрообеспыливания недостаточна без добавления поверхностно-активных веществ (ПАВ), снижающих поверхностное натяжение воды. Например, добавление на одной из ТЭС к воде пенообразователя ДБ дало положительные результаты, но не получило широкого распространения из-за трудностей с поставкой.

Пенообеспыливание является единственным способом пылеподавления, обеспечивающим при работе на сильнопылящих углях снижение запыленности воздуха до санитарных норм. Заключается оно (рис. 4.1.3) в заполнении пространства между фартуками в приемном лотке ленточного конвейера пеной высокой кратности (кратность пены определяется отношением объема пены к объему пе-

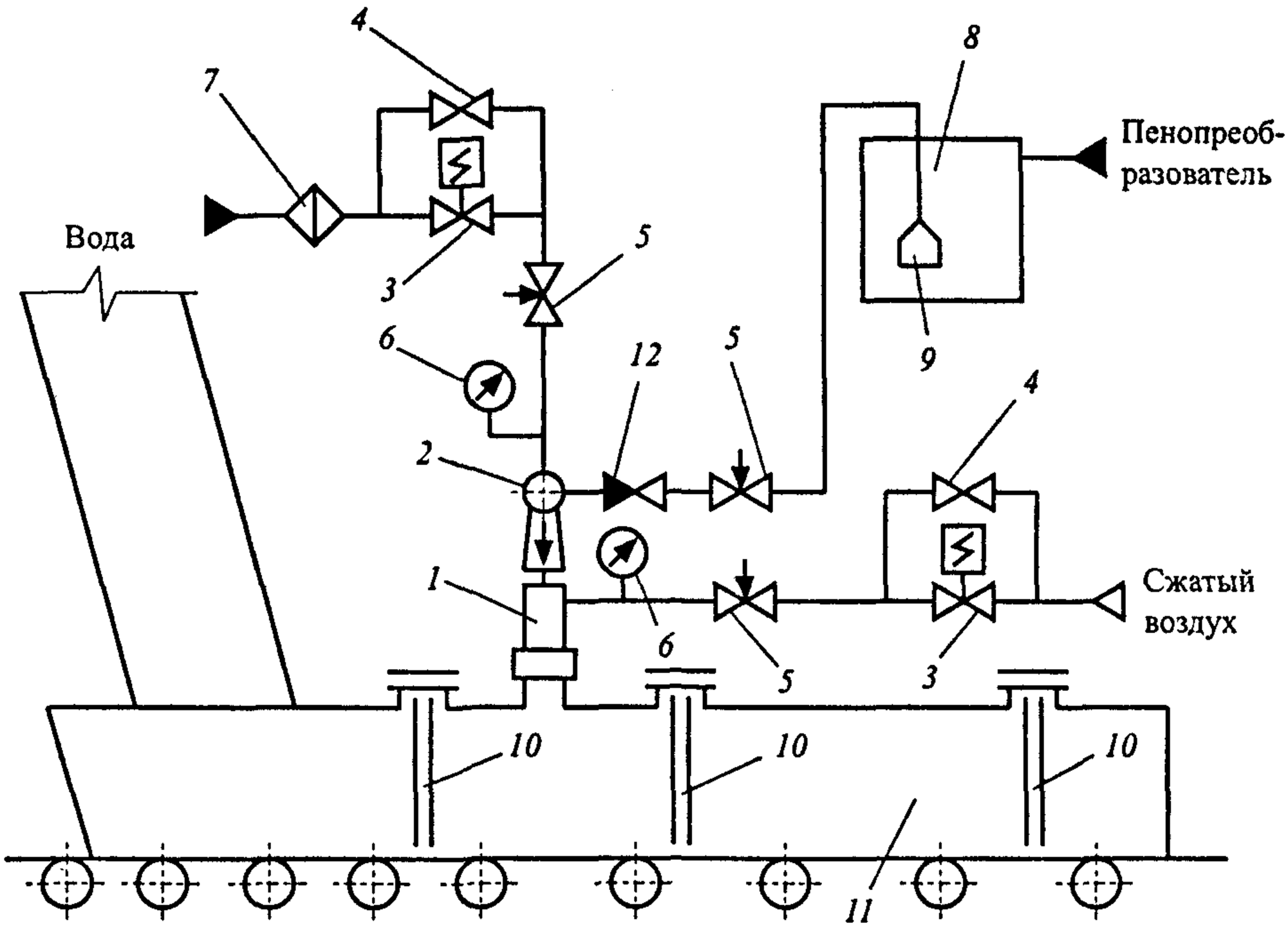


Рис. 4.1.3. Установка пенообеспыливания на приемном лотке конвейера:
1 – пеногенератор; *2* – смеситель; *3* – вентиль электромагнитный; *4* – вентиль запорный; *5* – вентиль регулировочный; *6* – манометр; *7* – фильтр; *8* – емкость для пенообразователя; *9* – воронка заборная (фильтрующая); *10* – завеса (фартук); *11* – лоток приемный; *12* – обратный клапан

нораствора и составляет 300–500). Пена образуется при разбрызгивании раствора пенообразователя форсункой на калибрующую сетку и продувании сетки струей воздуха от вентилятора или от общестанционной компрессорной установки. Запыленный поток воздуха, проходя через своеобразный фильтр из пены, очищается от пыли. Важной особенностью подавления пыли пеной является обеспыливающий эффект не только в узле пересыпки, но и по всей длине конвейера, так как уносимая потоком топлива пена покрывает его слоем 10–15 мм и предотвращает вторичное пыление по тракту. Трудности с поставкой ПАВ преодолены после разработки на Салаватском нефтекомбинате новых пенообразователей типов ППК-30 и КЧНР.

Для подавления пыли в зоне остальных очагов пылевыделения – у натяжных барабанов и очистных устройств, на плужковых сбрасывателях и т. п. используются туманообразующие форсунки.

Проведение вышеописанного комплекса мероприятий по обеспыливанию упрощает и проблему уборки пыли в помещениях топливоподающего тракта.

Ручная уборка даже с увлажнением и использованием мокрых опилок малоэффективна: замеры показали, что около 35 % пыли поднимается в воздух и затем снова оседает. Механизировать уборку пыли можно двумя способами: пневматическим и гидравлическим. Пневмоуборка пыли с помощью вакуум-насосов типа ПМК-4 по производительности практически одинакова с ручной, зато отличается более высоким качеством – после нее остается в помещении не более 3–5 % пыли.

Значительно эффективнее гидроуборка, которую использует большинство электростанций в целях сокращения трудозатрат, особенно для уборки наклонных эстакад. На наклонных эстакадах с положительной стороны зарекомендовали себя в эксплуатации также самоопрокидывающиеся ванны, установленные под нижней лентой конвейеров, а также перфорированные трубы, установленные вдоль стенок галерей. Подача воды для гидроуборки в перфорированные трубы осуществляется поочередно в каждую секцию, начиная с верха галереи.

4.1.24. При соединении и ремонте конвейерных лент применение металлических деталей не допускается.

При замене или ремонте концы конвейерных лент могут соединяться либо методом вулканизации, либо механическим способом (заклепки, сшивка металлическими скобами и т. п.). Как показала практика эксплуатации, второй способ оказался неприемлемым в силу целого ряда причин:

от воздействия металлических заклепок и скоб разрушаются очистные элементы плужковых сбрасывателей и очистителей конвейерных лент, а также уплотнения лотков укрытий;

механическое соединение вызывает вибрацию и неравномерность работы роликоопор;

от воздействия механического соединения разрушается футеровка приводных головных барабанов;

прочность механического соединения ниже, чем при вулканизации;

механические соединения вызывают ложные срабатывания металлоискателей, в результате чего сепараторы постоянно находятся в номинальном или форсированном режиме, что снижает эффективность их работы в 1,5–2 раза;

механические соединения нарушают работу конвейерных весов.

В связи с этим принято, что концы конвейерных лент допускается стыковать только с помощью вулканизации. При этом вулканизация стыков конвейерной ленты может выполняться методами горячей и холодной вулканизации.

Второй способ является более перспективным, менее трудоемким и экономящим время. В настоящее время отечественной промышленностью освоен и серийно выпускается клей для холодной стыковки К-38-51 «Сигма», который по своим свойствам не уступает зарубежным аналогам.

При выборе метода стыковки (горячая или холодная вулканизация) и порядка ее выполнения следует обязательно руководствоваться требованиями завода – изготовителя конвейерной ленты, а режим вулканизации (температура, давление, время и т. д.) должен строго соответствовать указаниям завода – изготовителя клея.

Целесообразно для выполнения стыков конвейерной ленты на каждом конвейере тракта топливоподачи иметь специально оборудованное место.

В настоящее время для ремонта задиров бортов конвейерной ленты, сквозных пробоин и порезов конвейерной ленты отечественной промышленностью освоен выпуск герметиков, позволяющих выполнять ремонт методом холодной вулканизации в течение 8–12 ч.

Жидкое топливо

4.1.25. Эксплуатация хозяйства жидкого топлива должна быть организована в соответствии с действующими нормативными документами.

При эксплуатации хозяйства жидкого топлива должна обеспечиваться бесперебойная подача подогретого и профильтрованного топлива в количестве, соответствующем нагрузке котлов и ГТУ, с давлением и вязкостью, необходимыми для нормальной работы форсунок.

«Типовая инструкция по эксплуатации мазутных хозяйств тепловых электростанций» устанавливает сроки и объем технического обслуживания и ремонтов оборудования и систем мазутного хозяйства, регламентирует основные требования по организации эксплуатации, обеспечивающей безаварийную и экономичную его работу, определяет технологическую последовательность проведения основных операций, выполняемых при эксплуатации основных, резервных, растопочных и аварийных мазутных хозяйств, и является основополагающим документом по организации эксплуатации мазутных хозяйств энергообъектов, поэтому требования, изложенные в «Типовой инструкции», должны неукоснительно соблюдаться.

В соответствии с ГОСТ 10585–75 в топочных мазутах допускается присутствие механических примесей (в массовой доле до 1 %), состоящих в основном из асфальто-смолистых веществ (асфальтены, карбены и карбоиды). Примеси в топливе могут закоксовать форсунки, привести к самопроизвольному погасанию топочных горелок, пульсации и погасанию факела, хлопку внутри топки и даже к взрыву котла, поэтому топливо по условиям обеспечения его бесперебойной подачи в топку котла, надежной, безопасной и эффективной работы котлов должно очищаться от примесей. Кроме того, осаждение карбоидов и карбенов на днищах резервуаров, в мазутопроводах и на поверхностях нагрева теплообменных аппаратов при-

водит к дополнительным затратам, связанным с их очисткой и потерей топлива при хранении, транспортировке и подогреве. Отложения карбоидов на поверхностях нагрева ухудшают теплообмен, а осаждение их на внутренних поверхностях всасывающих и напорных трубопроводов увеличивает их гидравлическое сопротивление. В целях обеспечения бесперебойного снабжения установок, использующих мазут в качестве топлива, он должен при подаче проходить многоступенчатую фильтрацию (очистку). Поэтому на мазутном хозяйстве установлено оборудование (фильтры-сетки, фильтры грубой и тонкой очистки), предназначенное для очистки топлива от примесей. Это оборудование должно постоянно находиться в исправном состоянии.

Температура застывания топочных мазутов согласно ГОСТ 10585–75 находится в пределах от 10 до 42 °С. Это вызывает серьезные затруднения на всех этапах подготовки мазутов к сжиганию, так как мазут должен непрерывно подогреваться до требуемой температуры, чтобы обеспечить необходимую вязкость для нормальной работы насосов и хорошего распыливания при сжигании в топках установок. Для этих целей на мазутном хозяйстве установлены выносные подогреватели мазута, предусмотрены паровые спутники или электрообогрев мазутопроводов и паровые регистры в резервуарах, приемных емкостях и сливных лотках мазутослива, которые должны находиться в работе и быть в исправном состоянии.

Поддержание постоянного давления в напорных мазутопроводах необходимо для облегчения регулирования давления мазута перед форсунками котлов и камерами сгорания газотурбинных установок (ГТУ). Поддержание постоянного давления в напорных мазутопроводах осуществляется за счет регулирования сброса части мазута из напорных трубопроводов в трубопровод рециркуляции с помощью регулирующего клапана «до себя», установленного в начале трубопровода рециркуляции. При работе котельной на мазуте указанный клапан должен находиться в автоматическом режиме управления.

4.1.26. На трубопроводы жидкого топлива и их паровые спутники должны быть составлены паспорта установленной формы.

В связи с повышенной опасностью объектов мазутного хозяйства и в целях постоянного и планомерного накопления сведений о техническом состоянии мазутопроводов каждый наружный мазутопровод и его паровой спутник должны иметь свой эксплуатационный паспорт. Форма паспортов приведена в «Сборнике распорядительных документов по эксплуатации энергосистем (тепломеханическая часть)».

Паспорта оформляются строительно-монтажной организацией или подразделениями энергообъекта, в чьем ведении находятся мазутопроводы. В паспорта заносятся сведения по рабочим параметрам, данные о монтаже, материалах, арматуре, результатах проведенных испытаний при вводе в эксплуатацию, дата ввода в эксплуатацию и сведения о проведенных ремонтах, в том числе результаты проверки ультразвуковой дефектоскопией сварочных соединений и гидравлических испытаний мазутопроводов на прочность и плотность, а также результаты измерений толщины стенок мазутопроводов (после проведения капитального ремонта). Гидравлические испытания на прочность проводятся: на мазутопроводах котельного отделения и мазутопроводах с рабочим давлением 16 кгс/см^2 (1,6 МПа) и более давлением, превышающим рабочее в 1,5 раза; на мазутопроводах с рабочим давлением менее 16 кгс/см^2 (1,6 МПа) давлением, превышающим рабочее в 1,25

раза. Занесенные в паспорта сведения о техническом состоянии мазутопроводов, их паровых спутников и выполненных работах при ремонтах должны использоваться при проведении технического освидетельствования мазутопроводов, проводимого согласно вышеуказанному «Сборнику».

4.1.27. Мазут из сливных лотков после окончания слива цистерн должен быть спущен полностью, и лотки в местах, где отсутствуют перекрытия, закрыты крышками (решетками). Лотки, гидрозатворы, шандоры и фильтры, установленные перед приемными емкостями, должны очищаться по мере необходимости.

В целях сокращения потерь нефтепродуктов от испарения в окружающую среду, уменьшения взрыво- и пожароопасности на территории сливной эстакады, а также уменьшения возможности засорения мазута инородными частицами (пыль, песок и т. п.) при нахождении приемно-сливного устройства в режиме резерва (когда на эстакаде слива отсутствуют железнодорожные цистерны) сливные лотки должны быть закрыты крышками, а мазут из лотков спущен полностью в приемные емкости.

В местах слива мазута на расстоянии 1,2–1,3 м по обе стороны от оси поворотных стояков подвода пара к цистернам вместо крышек рекомендуется прокладывать металлические решетки с ячейками 200×200 мм, выполненные из полосовой стали на всю ширину лотка. Для предотвращения разбрызгивания сливаемого мазута решетки следует оградить бортиками высотой 200–250 мм или установить их ниже верхней кромки лотка на таком же расстоянии. С этой же целью можно применять металлические кожухи, надеваемые перед сливом на сливные патрубки цистерн.

Надежная работа приемно-сливного устройства (ПСУ) зависит от состояния его запорных механизмов (шандор) и чистоты фильтров, гидрозатворов и лотков, от загрязнения которых зависит пропускная способность ПСУ. Поэтому сетки фильтров, шандоры, гидрозатворы и сливные лотки должны подвергаться периодическому (не реже 1 раза в месяц) осмотру и при наличии загрязнений – очищаться.

4.1.28. На мазутном хозяйстве должны быть следующие параметры пара: давление 8–13 кгс/см² (0,8–1,3 МПа), температура 200–250 °С.

Указанные параметры пара дают возможность обеспечить паспортные характеристики подогревателей мазута (тепловую мощность, величины нагрева мазута и температурного напора и т. д.), а кроме того – обеспечить слив мазута на приемно-сливном устройстве совмещенным способом (с одновременным разогревом и сливом мазута), имеющим ряд преимуществ: сокращение сроков слива, снижение обводненности мазута, уменьшение потерь топлива и облегчение труда сливщиков. При включении всех разогревающих устройств на приемно-сливном устройстве давление пара в общем коллекторе мазутного хозяйства не должно быть ниже 8 кгс/см² (0,8 МПа). При применении пара более низких параметров невозможен подогрев мазута в подогревателях до паспортных значений, а применение сильно перегретого пара вызывает интенсивное отложение кокса на внутренних поверхностях топливных трубок мазутных подогревателей (образование коксосмолистых отложений на внутренних поверхностях нагрева происходит при температуре стенок от 160 °С).

4.1.29. При сливе мазута «открытым паром» общий расход пара из разогревающих устройств на цистерну вместимостью 50–60 м³ должен быть не более 900 кг/ч.

Указанный часовой расход пара на слив одной цистерны установлен из расчета пропускной способности паропроводов сливной эстакады по проекту мазутного хозяйства энергообъекта. Этот расход обеспечивает поддержание давления пара на мазутном хозяйстве с требуемыми параметрами (см. п. 4.1.28) и соблюдение условий МПС по срокам слива и качеству очистки внутренних поверхностей цистерн после слива мазута. При большем расходе пара при сливе мазута могут быть не обеспечены требуемые параметры (давление) пара на сливной эстакаде и перед подогревателями, что понизит надежность работы котельной установки (повышение вязкости подаваемого на сжигание мазута, увеличение обводненности). Для обеспечения указанного расхода пара при сливе должны применяться разогревающие устройства с тарированными соплами. Подбор сопел определяется расчетом. С достаточной точностью расчет сопел можно проводить по П. Н. Шляхину «Паровые турбины» (М.: Энергия, 1974). Если параметры пара на эстакаде постоянны, то рекомендуется применение расширяющихся сопел (сопла «Лаваля»), при помощи которых происходит более качественная очистка цистерн. Во всех остальных случаях лучше применять суживающиеся сопла. Штанги с соплами должны опускаться в цистерны на расстояние 500–700 мм от днища (направление сопел к днищу под углом 10°). Такое решение, найденное экспериментальным путем, способствует наиболее качественной очистке цистерн при сливе мазута.

4.1.30. На мазутосливе (в цистернах, лотках и приемных емкостях) мазут должен подогреваться до температуры, обеспечивающей нормальную работу перекачивающих насосов.
Температура мазута в приемных емкостях и резервуарах не должна быть выше 90 °С.

Подогрев поступившего мазута производится в цистернах, сливных лотках, а также в приемных емкостях. Подача мазута к котлам осуществляется насосами.

Для обеспечения нормальной работы насосов кинематическая вязкость (температура) мазута марки М100 должна быть не менее:

200 мм²/с (30–40 °С) – для винтовых и шестеренных насосов;
67 мм²/с (45–60 °С) – для поршневых насосов;
30 мм²/с (55–70 °С) – для центробежных насосов.

Нормальной считается работа насосов с паспортными характеристиками. С увеличением вязкости перекачиваемой жидкости производительность насосов уменьшается. При достижении вязкости, при которой жидкость теряет свойства текучести (температура застывания), производительность насосов снижается практически до нуля. Следует отметить, что центробежные насосы, по сравнению с поршневыми, обеспечивают более равномерную подачу мазута. При установке поршневых насосов для уменьшения пульсации давления необходимо предусматривать установку после них аккумулирующей емкости.

Ограничение максимальной температуры хранения мазута в приемных емкостях и резервуарах мазутосклада обусловлено прежде всего возможностью вскипания воды в мазуте с образованием водно-мазутной пены, которая занимает объем, в несколько раз превышающий объем мазута (наподобие вскипания молока). Име-

ли место случаи срыва перекрытия резервуаров. Кроме того, при высокой температуре хранения мазута увеличиваются потери от испарения легких фракций и интенсивнее происходит отстой воды и выпадание карбоидов и карбенов даже при непрерывном циркуляционном перемешивании. Поэтому в резервных резервуарах следует использовать метод «холодного хранения», при котором мазут хранится при температуре до 30 °С. В расходных резервуарах оптимальная температура мазута марки М100 должна быть в пределах 60–80 °С, а мазута М40 – 50–60 °С.

4.1.31. Тепловая изоляция оборудования (резервуаров, трубопроводов и др.) должна быть в исправности.

Тепловая изоляция предназначена для уменьшения потерь тепла в окружающую среду и создания безопасных условий обслуживающему персоналу (предотвращение ожогов). Для предотвращения попадания атмосферных осадков (влаги) под изоляцию последняя должна иметь снаружи защитное покрытие в виде окожушивания или покраски масляной краской. Кроме того, на резервуарах должен быть предусмотрен организованный сток воды с кровли, минуя изоляцию. При обнаружении трещин в изоляции или разрушений окожушивания или изоляции должны быть приняты меры по их восстановлению.

4.1.32. Железобетонные и металлические резервуары должны подвергаться наружному и внутреннему обследованию для выявления коррозионного износа и нарушения герметичности резервуаров не реже 1 раза в 5 лет. При необходимости они должны очищаться от донных отложений.

Внутри резервуаров и приемных емкостей установлено оборудование, неисправность которого может привести к созданию аварийных ситуаций. К такому оборудованию относятся внутрирезервуарные устройства циркуляционного контура подогрева и перемешивания мазута и секционные паровые регистры. Появление неплотностей в паровых регистрах увеличивает влажность мазута, а уменьшение проходного сечения сопел, установленных в контуре циркуляционного подогрева, снижает эффективность его работы (образование донных отложений или линзовых зон с повышенной влажностью). Поэтому при проведении внутреннего осмотра резервуаров и приемных емкостей необходимо обращать особое внимание на плотность паровых регистров, а также на то, чтобы сопла не были забиты инородными предметами (песком, сварочным гратом). Кроме того, необходимо обращать внимание на наличие донных отложений, скопление которых ведет к уменьшению полезного (рабочего) объема резервуаров, а попадание их в оборудование мазутного хозяйства и форсунки котлов ведет к преждевременному износу последних. Для очистки резервуаров от донных отложений применяется ручной и химико-механизированный способы.

Во всех случаях осмотра или очистки резервуара должны быть соблюдены условия, при которых обеспечивается безопасное проведение этих операций. Содержание паров нефтепродуктов при работе в резервуаре без противогазов (осмотр или ручная очистка) не должно превышать предельно допустимую концентрацию (ПДК), которая для нефтепродуктов составляет 300 мг/м^3. При работе внутри резервуара необходим непрерывный контроль за содержанием паров нефтепродук-

тов в воздухе в соответствии с ГОСТ 12.1.005–88 и постоянное проветривание внутреннего объема резервуара как естественной, так и приточной вентиляцией. При достижении содержания паров нефтепродуктов в воздухе 300 мг/м^3 и более работа внутри резервуара должна проводиться в противогазах. Работа внутри резервуара, включая осмотр, должна проводиться по наряду-допуску на производство газоопасных работ. В качестве газоанализаторов можно применять приборы УГ-2 или ПГФ-2М. Производить огневые работы на резервуарах или емкостях без проведения их дегазации запрещается. Сумма смеси углеводородов в воздухе при проведении огневых работ не должна превышать 1 000 мг/м^3. Огневые работы должны проводиться по специальному разрешению на производство огневых работ, согласованному с пожарной охраной предприятия.

Работа внутри резервуара или его осмотр допускаются при температуре воздуха внутри резервуара не выше 30 °С.

4.1.33. На все приемные емкости и резервуары для хранения жидкого топлива должны быть составлены градуировочные таблицы, которые утверждаются техническим руководителем энергообъекта.

В соответствии с требованиями «Методических указаний по учету топлива на электростанциях» инвентаризация и расход (вес) жидкого топлива, поступающего по трубопроводам, должны определяться путем обмера его объема и расчета по градуировочным таблицам резервуаров, находящихся в ведении энергообъекта, а текущий учет расхода жидкого топлива, отпущенного на производство, рекомендуется проводить как расходомерными устройствами, фиксирующими объемный расход топлива, проходящего по трубопроводу, так и по обмеру его объемов в резервуарах мазутосклада (по изменению высот налива топлива за различные периоды времени – час, смена, сутки и т. д.). Первый способ измерения расхода имеет относительно большие погрешности, связанные с изменением характеристик топлива (плотность, влажность, давление, вязкость) от расчетных величин. Второй способ измерения расхода не зависит от изменения давления и вязкости топлива, а его погрешность измерения зависит от погрешностей измерения уровня и температуры мазута в резервуарах и погрешности составления градуировочных таблиц приемных емкостей и резервуаров мазутосклада. Поэтому градуировочные таблицы должны составляться специально обученными людьми (Госповерителями), согласовываться с метрологической службой энергопредприятия, а при ее отсутствии – вышестоящей метрологической службой, и утверждаться техническим руководителем энергообъекта. Градуировочные таблицы резервуаров, предназначенные для проведения учетно-расчетных операций, должны утверждаться как техническим руководителем, так и местным органом Госстандарта России. Градуировочные таблицы должны пересматриваться при изменении высотного трафарета более чем на 0,1 %, а также после капитального ремонта резервуара или после внесения конструктивных изменений, влияющих на его вместимость, но не реже 1 раза в 5 лет для резервуаров, по которым производятся учетно-расчетные операции, и не реже 1 раза в 10 лет для резервуаров, по которым производится оперативный контроль.

Градуировочные таблицы рассчитываются в соответствии с Методическими указаниями 1823–87, разработанными ВНИИР Госстандарта РФ, и должны выполняться с погрешностью, не превышающей 0,5 %.

4.1.34. По утвержденному графику должны проводиться: наружный осмотр мазутопроводов и арматуры – не реже 1 раза в год, а в пределах котельного отделения –1 раз в квартал и выборочная ревизия арматуры – не реже 1 раза в 4 года.

Для поддержания мазутопроводов в технически исправном состоянии необходимо проводить контрольный осмотр мазутопроводов и установленной на них арматуры. При осмотре нужно проверить: состояние изоляции и кожухов, состояние опорных конструкций, их фундаментов и подвесок, плотность сальников арматуры, наличие смазки в редукторах электроприводов, правильность работы подвижных и неподвижных опор. Особое внимание должно быть уделено участкам мазутопроводов, проходящих через стены или перекрытия зданий (наличие гильз, уплотняющего материала и др.) Наружный осмотр проводится без снятия изоляции. Результаты осмотра фиксируются в оперативных журналах, а обнаруженные неисправности – в журналах дефектов. Обнаруженные неисправности в работе опор, подвесок и арматуре должны немедленно устраняться. Выборочная ревизия арматуры мазутопроводов котельного отделения производится в сроки проведения ремонта котлов.

4.1.35. Вязкость мазута, подаваемого в котельную, не должна превышать: для механических и паромеханических форсунок 2,5° ВУ (16 мм²/с), для паровых и ротационных форсунок – 6° ВУ (44 м²/с).

Для эффективного сжигания мазутов с малыми избытками воздуха необходимо обеспечить быстрое и полное смешение последнего с мелко распыленным мазутом. Организация эффективного смесеобразования предъявляет повышенные требования к распыливанию топлива. Опыт эксплуатации подтверждает, что для качественного распыливания необходимо поддерживать вязкость мазута перед механическими и паромеханическими форсунками на уровне 2–3° ВУ, а для паровых и ротационных форсунок – 6° ВУ. Повышение вязкости недопустимо, так как при этом размер капель возрастает пропорционально кинематической вязкости и соответственно увеличивается продолжительность горения и длина факела, что при сжигании мазута в обедненной кислородом среде может привести к обильному сажевыделению и повышенной потере с механическим недожогом (q_4).

В связи с отсутствием промышленных вискозиметров вязкость за мазутоподогревателями непосредственно не регулируется. Температура мазута регулируется на выходе из подогревателей и по диаграмме ВТИ определяют вязкость. Для мазутов марки М100 вязкость 2,5 °ВУ соответствует температуре подогрева 120–135 °С, а для мазутов М40 –95–115 °С.

4.1.36. Фильтры топлива должны очищаться (паровой продувкой, вручную или химическим способом) при повышении их сопротивления на 50 % по сравнению с начальным (в чистом состоянии) при расчетной нагрузке.
Обжиг фильтрующей сетки при очистке не допускается.
Мазутоподогреватели должны очищаться при снижении их тепловой мощности на 30 % номинальной.

На мазутных хозяйствах применяются в основном сетчатые фильтры. Постепенное загрязнение сетки ведет к увеличению гидравлического сопротивления фильтра, вследствие чего сетка может быть разорвана и очистка мазута не будет происходить. В целях контроля за гидравлическим сопротивлением (исправностью) сетки на входе и выходе каждого фильтра устанавливаются манометры. Разница давлений на входе и выходе мазута из фильтра не должна превышать более чем на 50 % величину перепада давления, указанную в паспорте фильтра. При достижении перепада, превышающего на 50 % перепад давления чистого фильтра (паспортное значение), фильтр следует вывести на очистку. Если продувка паром не дает эффекта, то следует разобрать фильтр, вынуть его каркас с сеткой и очистить сетку в специально отведенном месте или заменить ее новой. Очистку фильтрующей сетки следует производить паром или химическим способом (в специальном растворе), причем химическая очистка более предпочтительна. Обжиг фильтрующей сетки запрещен из-за того, что при обжиге изменяются ее прочностные характеристики и она не выдерживает допускаемый паспортный перепад давления на ней.

Требование очистки мазутоподогревателей при снижении их тепловой мощности на 30 % номинальной вызвано тем, что оставшаяся его тепловая мощность не сможет обеспечить требуемый подогрев мазута. Мазутоподогреватели могут находиться в работе без очистки как угодно долго, если во время их работы будут соблюдаться требуемые скорости движения мазута в трубках (2 м/с и более) и тепловой режим их работы.

4.1.37. Резервные насосы, подогреватели и фильтры должны быть исправными и в постоянной готовности к пуску.

Проверка включения и плановый переход с работающего насоса на резервный должны производиться по графику, но не реже 1 раза в месяц. Проверка срабатывания устройств АВР должна производиться не реже 1 раза в квартал по программе и графику, утвержденным техническим руководителем.

На случай выхода из строя основного оборудования или недопустимого снижения параметров топлива, подаваемого на сжигание, в топливных хозяйствах предусматривается резервное оборудование, которое должно быть включено в работу при неисправности работающего оборудования или при изменении его контролируемых параметров.

Резервные насосы, поставленные на АВР (автоматическое включение резерва), должны автоматически включаться в случаях снижения давления в напорных трубопроводах или при потере напряжения на работающем насосе. Резервные насосы должны постоянно обогреваться проточным горячим мазутом через байпас обратного клапана, а задвижки на всасывающем и напорном патрубках этих насосов должны быть открыты.

На резервных фильтрах грубой очистки задвижки на входе и выходе должны быть открыты, фильтры заполнены мазутом и находятся в горячем резерве, через них циркулирует мазут от насосов первого подъема через открытый вентиль байпаса обратного клапана насоса. На резервных фильтрах тонкой очистки задвижка на входе должна быть открыта (фильтр заполнен мазутом), а на его выходе закрыта.

Подогреватели не могут находиться в положении АВР, так как имеют большую инерционность. Поэтому подогреватели, находящиеся в резерве, должны быть исправны и находиться в постоянной готовности к пуску. Задвижки по пару, конденсату, мазуту на подогревателях, находящихся в резерве, должны находиться в закрытом положении, воздушники по паровой части – открыты, по мазутной части – закрыты, дренаж по мазутной части – закрыт, а дренажи на пароконденсатопроводах – открыты. В зимнее время года при температуре окружающего воздуха менее 5 °С из мазутной части подогревателя мазут должен быть сдренирован и внутренняя поверхность подогревателя продута сжатым воздухом или пропарена.

Проверку АВР насосов первого и второго подъемов при постоянной работе мазутного хозяйства следует производить в дневную смену в присутствии оперативного персонала электроцеха и цеха ТАИ во время перехода на резервный насос.

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

Мазут является пожароопасным топливом, т. е. при поднесении к нему, нагретому до температуры вспышки, открытого огня он может загореться. При содержании паров нефтепродуктов в воздухе 1 000 мг/м^3 и более возможен взрыв и, кроме того, отложения высокосернистых мазутов на открытом воздухе при определенных условиях способны к самовозгоранию. Исходя из пожароопасных свойств мазута и санитарных норм по ПДК при выводе оборудования или мазутопроводов в ремонт недопустимо наличие мазута в них. Поэтому перед проведением работ на оборудовании или мазутопроводах мазут должен быть сдренирован, а при производстве работ, связанных с нарушением плотности (разборка оборудования), или при проведении огневых работ внутренние поверхности выводимого в ремонт оборудования или мазутопроводов должны быть дополнительно пропарены. Продолжительность пропаривания указана в «Типовой инструкции».

В связи с тем, что мазут при нагревании расширяется (при нагреве на 3 °С давление его возрастает на 1 кгс/см^2 (0,1 МПа)) и при условии герметичности запорных устройств на границах отключенного участка давление мазута на отключенном участке мазутопроводов может повыситься до значения выше расчетного. Поэтому с целью недопущения разрыва мазутопроводов на отключенном участке паровые спутники или другие нагревательные элементы (электрообогрев) должны быть также отключены.

4.1.39. Перед включением резервуара с мазутом в работу после длительного хранения в нем топлива из придонного слоя (до 0,5 м) должна быть отобрана проба мазута для анализа на влажность и приняты меры, предотвращающие попадание отстоявшейся воды и мазута большой обводненности в котельную.

Если отстоявшаяся из мазута вода попадет в форсунки, может погаснуть факел и произойти останов котла.

Вода в придонном слое резервуаров скапливается за счет разности удельных весов мазута и воды. Поэтому имеющаяся влага в мазуте, получаемая в основном при разогреве мазута в железнодорожных цистернах и их очистке «открытым паром», при длительном хранении может за счет отстоя скопиться в придонном слое резервуара. С целью недопущения скопления воды на днище резервуаров в последних предусматривается циркуляционный способ разогрева и перемешивания мазута. Принцип циркуляционного разогрева следующий: горячий мазут подается через сопла, расположенные на расстоянии 200–300 мм от днища, в резервуар. За счет разности удельных весов горячего и находящегося в резервуаре мазутов первый из них как бы «всплывает» вверх и перемешивает мазут, находящийся в резервуаре. Так как сопла направлены под углом к горизонту вниз, горячий мазут захватывает влагу, скопившуюся на днище, и перемешивает ее с мазутом. Для эффективной работы устройств циркуляционного разогрева скорость мазута на выходе из сопел должна быть не менее 10–15 м/с, а его часовой расход должен быть не менее 2 % объема имеющегося в резервуаре мазута. Температура мазута, подаваемого в резервуар, должна находиться в пределах 90–130 °С. При нарушении этих условий эффективность циркуляционного разогрева может быть недостаточна и скопившаяся на днище резервуара вода не будет перемешана до требуемой величины диспергирования (равномерное распределение влаги и механических примесей в объеме резервуара).

В зависимости от размера склада и количества рабочих резервуаров применяются различные способы сработки обводненного слоя (если отстоявшаяся вода не перемешивается циркуляционным способом):

подмешивают небольшое количество обводненного мазута к основному потоку;

по отдельному циркуляционному контуру насосами замазученных резервуаров откачивают нижний слой мазута в рабочие резервуары, а затем медленно подключают резервный резервуар;

откачивают обводненный слой в отдельный резервуар, где происходит дальнейший отстой воды с ее откачкой на очистные сооружения.

В каждом случае подключения резервного резервуара в работу следует иметь в виду, что отстой воды может происходить также и в мазутопроводах. Поэтому подключение резервуаров и мазутопроводов следует производить всегда медленно.

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

Поддержание в рабочем состоянии средств измерения, защит, блокировок и сигнализации обеспечивает контроль за состоянием и режимами работы оборудования мазутного хозяйства, защиту его от повреждений, управление этим оборудованием, его надежность и экономичность. Для этого средства тепловой автоматики и измерений (ТАИ) должны быть в исправности и находиться в постоянной эксплуатации при работе оборудования. Поддержание устройств ТАИ в исправности является главной задачей оперативного персонала энергообъектов. Нормальная работа и надежность средств измерений и автоматики зависят от условий окружающей среды в местах установки. Так, при повышении температуры или влажности окружающего

воздуха, наличии в нем агрессивных примесей повышенная вибрация вызывает окисление, загрязнение и коррозию контактных систем и элементов, а также изменение характеристик аппаратуры. Средства измерений, установленные на резервуарах, приемных емкостях и в мазутонасосной, находятся в местах, способных вызвать нарушение их нормальной работы и надежности. Поэтому указанные сроки проверок действия средств измерений и автоматики должны неукоснительно соблюдаться при эксплуатации мазутного хозяйства. В случае обнаружения неисправностей оперативный персонал, обслуживающий оборудование мазутного хозяйства, должен вызвать персонал цеха ТАИ для устранения неисправности или ремонта.

Правильность показаний уровнемеров следует контролировать по показаниям рулетки с лотом, опущенной внутрь резервуара через замерный люк, от отметки высотного трафарета до уровня налива (лот рулетки должен быть изготовлен из материала, не дающего искр при ударе). Выполнять указанные операции во время грозы или во время закачки или откачки топлива не разрешается.

Проверка действия устройств ТАИ производится персоналом цеха ТАИ при участии дежурного персонала мазутонасосной. Результаты проверки заносятся в оперативный журнал мазутонасосной.

4.1.41. Прием, хранение и подготовка к сжиганию других видов жидкого топлива должны осуществляться в установленном порядке.

В качестве топлива на энергообъектах помимо топочных мазутов могут использоваться другие виды жидкого топлива, так называемые заменители мазута (дизельное топливо, отработанные нефтепродукты и т. п.). При применении заменителей мазута увеличивается пожаровзрывоопасность на объектах мазутных хозяйств (ПСУ, резервуарный парк, помещения мазутонасосной), так как температура вспышки заменителей мазута ниже. Не допускается производить:

прием заменителей мазута без предварительного согласования с руководством энергообъекта не менее чем за 5 сут;

прием и слив заменителей мазута с температурой вспышки ниже 45 °С (по особым распоряжениям Минтопэнерго РФ допускается прием и слив отдельных марок дизельного топлива с температурой вспышки 40 °С и выше);

слив топлива открытым способом с температурой вспышки ниже 61 °С без уведомления начальника смены станции или начальника топливно-транспортного цеха (лица, ответственного за работу мазутного хозяйства);

слив кислых гудронов и жидких топлив с вязкостью выше 16 °ВУ(118 мм^2/с) при температуре 80 °С.

Особенности приема, хранения и подготовки к сжиганию жидкого топлива газотурбинных установок

4.1.42. При сливе, хранении и подаче на сжигание жидкого топлива не должно быть допущено его обводнения. При необходимости пропарки цистерн после слива обводненные продукты пропарки должны быть поданы в специальные емкости мазутосклада.

Вода, содержащаяся в жидких топливах (легких и тяжелых), применяемых в качестве топлива для газотурбинных установок, сокращает период работы тон-

ких фильтров без очистки, так как ее мелкие капли забивают поры фильтроэлементов, а также способствуют развитию коррозионных процессов в проточной части газовых турбин. Вода может способствовать также разложению топлива при хранении и служить средой, в которой возможно размножение микроорганизмов. Поэтому не следует допускать попадания воды в топливо при его разогреве в цистернах на ПСУ, хранении и подаче на сжигание. При разогреве в цистернах тяжелого газотурбинного топлива должен использоваться циркуляционный способ с применением герметизированных разогревающих устройств (подача разогретого топлива в цистерны через устройства слива-налива – УСН). Техническая вода от картеров насосов или от смыва полов здания насосных помещений, обводненные дренажи из резервуаров или из приямков должны собираться в специальную емкость и откачиваться на мазутное хозяйство (при его наличии) или на очистные сооружения. Сжигать обводненное топливо в камерах сгорания ГТУ не разрешается.

4.1.43. Слив топлива должен быть организован закрытым способом. Сливные устройства, их антикоррозионные покрытия, паровые спутники, арматура и т. д. должны быть в исправном состоянии, чтобы не допустить загрязнения топлива и его застывания.
Минимальная и максимальная температура жидкого топлива в резервуарах должна быть указана в местных инструкциях.

Все нефтепродукты (за исключением мазутов), имеющие температуру вспышки 120 °С и ниже, по требованию пожарной безопасности должны сливаться закрытым способом с помощью специальных устройств, подсоединяемых к нижнему патрубку цистерн и обеспечивающих герметизированный слив, а при необходимости и разогрев газотурбинного топлива. Слив топлива закрытым способом предотвращает загрязнение его атмосферной пылью. В качестве устройств, обеспечивающих закрытый способ слива топлива из железнодорожных цистерн, могут быть использованы: маслобензостойкие шланги, полиэтиленовые трубопроводы, устройства слива-налива и др.

Минимальная температура топлива определяется из условий обеспечения надежности работы топливозаборных устройств и перекачивающих насосов, а максимальная – из условий обеспечения пожарной безопасности: она должна быть на 15 °С ниже температуры вспышки топлива (в закрытом тигле).

4.1.44. Топливо из резервуаров для подачи в ГТУ должно отбираться плавающим заборным устройством с верхних слоев.

Необходимость забора из верхних слоев резервуаров определяется требованиями ГТУ к топливу, подаваемому на сжигание. Оно должно содержать минимальные количества механических примесей и воды. Поэтому резервуары хранения используются в качестве первой ступени очистки топлива от механических примесей и воды, т. е. в виде отстойника. Как показывают результаты эксплуатации, содержание воды и механических примесей в верхних слоях топлива даже при непродолжительном отстаивании в десятки раз меньше, чем в нижерасположенных, а тем более в придонных.

В резервуарах хранения топлива следует поддерживать такой режим, при котором при сливе или разогреве не происходило бы перемешивания придонного слоя с верхнележащими, т. е. не создавать больших скоростей топлива на выходе из сопел (что достигается увеличением диаметра сопел, установкой защитных устройств и т. п.). Днища резервуаров должны быть выполнены с уклоном для более полного удаления придонного слоя. Кроме того, следует предусматривать установку по окружности резервуара на расстоянии не более 10 м друг от друга специальных устройств (сифонный кран).

4.1.45. Пробы топлива из придонных слоев резервуаров должны отбираться при инвентаризации и перед включением резервуара в работу. При обнаружении обводненности в придонном слое более 0,5 % должны быть приняты меры к предотвращению попадания обводненного топлива на сжигание. При высоте обводненного слоя выше уровня «мертвого» остатка увлажненный слой должен быть сдренирован в специальные емкости мазутосклада.

При отстаивании топлива концентрации механических примесей и воды в придонном слое возрастают. Обводнение придонного слоя может также быть следствием повреждения внутри резервуарных подогревателей. Чтобы предотвратить попадание воды и механических примесей с топливом в камеры сгорания ГТУ, необходимо регулярно контролировать качество топлива, находящегося в резервуарах и подаваемого к ГТУ на сжигание. При обнаружении обводненности в придонном слое более 0,5 % должен быть усилен контроль за качеством топлива. При высоте обводненного слоя выше уровня «мертвого» остатка увлажненное топливо должно быть сдренировано в резервуары мазутного хозяйства. Уровни «мертвого» остатка устанавливаются для каждого резервуара индивидуально в зависимости от его конструкции, высоты врезки дренажного трубопровода, наличия специальных устройств по откачке придонного слоя и утверждаются техническим руководителем предприятия. Сдренированное обводненное газотурбинное топливо должно сжигаться в котлах вместе с твердым или жидким топливом или вывозиться на другие предприятия для сжигания.

4.1.46. Внутренний осмотр резервуаров с циркуляционным способом разогрева должен производиться не реже 1 раза в 5 лет, резервуаров с паровым обогревом – ежегодно с обязательными гидравлическими испытаниями плотности внутри резервуарных подогревателей и устранением повреждений антикоррозионного покрытия. Резервуары по мере необходимости должны очищаться от донных отложений.

Требования настоящего пункта обусловлены тем, что к топливу, используемому в ГТУ, предъявляются жесткие требования по содержанию воды и механических примесей. Более частый срок осмотра с паровым обогревом вызван повышенной возможностью обводнения топлива за счет неплотностей паровых внутри резервуарных подогревателей (паровых регистров). При подготовке резервуаров к осмотру и ремонту следует учитывать пояснения к п. 4.1.32.

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

После монтажа или ремонта в топливопроводах остаются грязь, окалина, продукты коррозии, сварочный грат и другие механические примеси. В целях недопущения попадания этих предметов (веществ) в камеры сгорания ГТУ топливопроводы после монтажа или ремонта должны быть подвергнуты очистке в соответствии с требованием данного пункта. Топливная система ГТУ, трубопроводы которых изготовлены из углеродистой стали (в тех случаях, когда не работает установка), должна быть заполнена топливом. При этом необходима постоянная циркуляция топлива во избежание коррозии внутри системы. Участки топливопроводов от фильтров тонкой очистки до камер сгорания ГТУ выполняются из нержавеющей стали.

4.1.48. Вязкость подаваемого на ГТУ топлива должна быть не более: при применении механических форсунок – 2° ВУ (12 мм²/с), при использовании воздушных (паровых) форсунок – 3° ВУ (20 мм²/с).

См. пояснения к п. 4.1.35.

4.1.49. Жидкое топливо должно быть очищено от механических примесей в соответствии с требованиями заводов-изготовителей ГТУ.
В местных инструкциях должно быть указано допустимое значение перепада давления на входе в фильтры и выходе из них, при котором они должны выводиться на очистку.

Пояснений не требуется.

4.1.50. Периодичность контроля качества топлива и присадки при хранении и подаче топлива на сжигание, места отбора проб и определяемые показатели качества должны быть установлены местной инструкцией.

Правильно организованный контроль качества подаваемого на сжигание жидкого топлива является основным условием безаварийной и экономичной работы ГТУ. Качество топлива должно контролироваться при его приеме, хранении и использовании. Отбор проб топлива по ГОСТ 2517–85 для анализа осуществляется из цистерн на ПСУ, из всех резервуаров хранения и напорных коллекторов топлива к ГТУ в машзале. При водной промывке газотурбинного топлива дополнительно предусматривается отбор проб непромытого и промытого топлива, исходной и промывочной воды после очистки. Все физико-химические показатели качества жидкого топлива определяются стандартными методами, указанными в технических требованиях на топлива. Анализ качества жидкого топлива позволяет определять содержание коррозионно-агрессивных элементов: ванадия, натрия, калия, свинца и кальция, а в случаях применения присадок – магния и хрома.

4.1.51. При сжигании в ГТУ жидких топлив, содержащих коррозионно-агрессивные элементы (ванадий, щелочные металлы и др.) в количестве, большем, чем допускается действующими государственными стандартами и техническими условиями, топливо должно быть обработано на электростанции в соответствии с местными инструкциями (промывка от солей натрия и калия или добавление антикоррозионной присадки).

Тяжелое жидкое топливо, применяемое для ГТУ (газотурбинное топливо по ГОСТ 10433–75 марок А и Б), имеет в своем составе соединения натрия, калия и кальция. В целях снижения коррозии и уменьшения заноса проточной части ГТУ отложениями при использовании газотурбинного топлива с суммарным содержанием натрия и калия более 1 г/т должна выполняться промывка топлива водой от щелочных и щелочно-земельных металлов.

Для промывки используется конденсат греющего пара или химически очищенная вода. Для лучшего отделения воды от топлива используется деэмульгатор (поверхностно-активное вещество). Отделение воды от топлива может осуществляться с применением либо центрифуг, либо электростатического дегидратора (ЭЛОУ).

В целях снижения ванадиевой коррозии в газотурбинное топливо с помощью насосов-дозаторов вводятся присадки.

Место установки смесителей для ввода присадки выбирается в зависимости от ее растворимости в топливе и особенностей принятой схемы подачи топлива к ГТУ. По токсичности присадки относятся к той же группе нефтепродуктов, что и газотурбинное топливо, и при работе с ними не требуется предусматривать специальные меры безопасности. Вредное действие ванадия предотвращается с помощью присадок, содержащих магний, кремний или алюминий. Чтобы предотвратить вредное действие натрия, применяют присадки, содержащие хром или иттрий.

В каждом случае в зависимости от качества топлива определяется тип присадки, дозировка и способ ее введения.

Газообразное топливо

4.1.52. При эксплуатации газового хозяйства должны быть обеспечены:
бесперебойная подача к топочным горелкам газа требуемого давления, очищенного от посторонних примесей и конденсата, в количестве, соответствующем нагрузке котлов;
контроль количества и качества поступающего газа;
безопасная работа оборудования, а также безопасное проведение его технического обслуживания и ремонта;
своевременное и качественное техническое обслуживание и ремонт оборудования;
надзор за техническим состоянием оборудования и его безопасной эксплуатацией.

Газообразное топливо представляет собой смесь горючих и негорючих газов, содержащую некоторое количество примесей. Горючие газы представляют смесь

различных углеводородов метанового ряда. В качестве негорючего компонента в природном газе присутствует азот. К примесям относятся водяные пары и инородные частицы (пыль). Газообразное топливо по условиям обеспечения взрывобезопасности должно очищаться от примесей, так как их присутствие снижает надежную и безопасную работу котлов. Бесперебойная подача топлива в топку является одним из главных условий эффективной и безопасной работы котлов. Нарушение поступления топлива может привести к пульсации факела и даже к погасанию горелок, хлопку внутри топки или взрыву котла. Поэтому в целях обеспечения надежности и взрывобезопасности при работе котлов на газообразном топливе подача газа к горелкам не должна иметь перебоев.

Каждая топочная горелка рассчитана на определенный диапазон изменения давления газа, подаваемого на сжигание, при котором гарантируется безаварийная работа горелок в любом режиме работы котла. Эти значения давления газа указываются в паспорте горелки. Увеличение давления газа перед горелками сверх допустимого значения, указанного в паспорте, может привести к отрыву факела, а уменьшение – к проскоку пламени внутрь горелочного устройства. Жидкая фаза углеводородов или посторонние примеси в газообразном топливе могут уменьшить расход топлива и даже полностью его прекратить, поэтому их наличие недопустимо.

Все топливо, поступающее на энергообъекты, должно контролироваться как по количеству, так и по качеству. Такой контроль может осуществляться по приборам Поставщика газа или его Потребителя. Места нахождения приборов учета поступающего газообразного топлива определяются согласно положениям договора на поставку газа. Для расчета экономических показателей работы оборудования необходим учет сожженного газообразного топлива по каждому котлу. Для этих целей на каждом котле должны быть установлены расходомерные устройства, позволяющие контролировать расход газа во всем диапазоне нагрузок котла, включая режим его растопки.

4.1.53. Эксплуатация газового хозяйства энергообъектов должна быть организована в соответствии с положениями действующих правил.

К проектированию, строительству и эксплуатации объектов газового хозяйства, а также к сжиганию природного газа предъявляются особые требования обеспечения взрыво- и пожаробезопасности, так как природный газ по своим физическим свойствам обладает способностью легко смешиваться с воздухом, образуя взрывоопасные смеси; он легче воздуха, не имеет запаха и цвета. Госгортехнадзор России, осуществляющий нормативное регулирование вопросов обеспечения промышленной безопасности на территории Российской Федерации, утвердил «Правила безопасности в газовом хозяйстве», в которых регламентируются требования к проектированию, строительству и эксплуатации систем газоснабжения промышленных предприятий и, в частности, требования к устройству, эксплуатации и обеспечению взрывобезопасности систем газоснабжения тепловых электростанций и котельных. Правила устанавливают перечень мероприятий и сроки их выполнения.

Правила разработаны на основе длительного опыта использования газа в качестве топлива и являются обязательными для всех организаций независимо от ведомственной принадлежности. Руководящий, ремонтный и оперативный персонал энергообъектов, в обязанности которого входит организация эксплуатации,

проведение ремонта и обслуживание объектов газового хозяйства, в обязательном порядке должен изучить эти Правила и с периодичностью, указанной в них, проходить проверку знаний. Ведомственные нормативно-технические документы, утвержденные Минэнерго России (РАО «ЕЭС России»), регламентируют требования по организации газовой службы и ведомственного надзора за состоянием газового оборудования и газопроводов систем газоснабжения. В этих документах содержатся требования технологической последовательности выполнения различных операций по пуску газа, растопке котлов, останову и выводу в ремонт или резерв газового оборудования и газопроводов. На основе ведомственных документов на энергообъектах должны быть разработаны местные производственные инструкции и соответствующие положения с учетом характера производства, особенностей оборудования, технологии и т. п.

К работе по эксплуатации объектов газового хозяйства допускаются лица, обученные безопасным методам ведения работ, прошедшие практическую стажировку, умеющие пользоваться средствами индивидуальной защиты, знающие способы оказания первой доврачебной помощи и получившие специальные удостоверения на проведение конкретных видов работ по эксплуатации объектов газового хозяйства.

4.1.54. На каждый газопровод и оборудование ГРП должны быть составлены паспорта, содержащие основные данные, характеризующие газопровод, помещение ГРП, оборудование и КИП, а также сведения о выполняемом ремонте.

В связи с повышенной опасностью объектов газового хозяйства и в целях постоянного и планомерного накопления сведений о техническом состоянии газопроводов каждый наружный (надземный, наземный, подземный) газопровод и каждый газораспределительный пункт (ГРП) должны иметь свой эксплуатационный паспорт. Форма паспортов приведена в РД 34.20.514–92.

Паспорта оформляются строительно-монтажной организацией или подразделениями энергообъекта, в чьем ведении они находятся. Сведения о техническом состоянии газопроводов и газового оборудования, а также выполненных ремонтных работах, занесенные в паспорта, должны использоваться при техническом освидетельствовании газопроводов и газового оборудования, проводимом согласно РД 34.20.595–97.

4.1.55. На энергообъекте должны быть составлены и утверждены техническим руководителем перечень газоопасных работ и инструкция, определяющая порядок подготовки и безопасность их проведения применительно к конкретным производственным условиям. Газоопасные работы должны выполняться по наряду. Лица, имеющие право выдачи нарядов на газоопасные работы, должны быть назначены приказом по энергообъекту. Перечень газоопасных работ должен не реже 1 раза в год пересматриваться и переутверждаться.

Особо опасные работы (ввод в эксплуатацию, пуск газа, присоединение газопроводов, ремонт газопроводов и оборудования

«под газом», работы в ГРП с применением сварки и газовой резки) должны проводиться по наряду и специальному плану, утвержденному техническим руководителем энергообъекта. В плане работ должны быть указаны строгая последовательность проведения работ, расстановка людей, ответственные лица, потребность в механизмах и приспособлениях; предусмотрены мероприятия, обеспечивающие максимальную безопасность выполнения данных работ.

К газоопасным относятся работы, связанные с осмотром, очисткой, ремонтом, разгерметизацией технологического оборудования, при выполнении которых имеется или не исключена возможность выделения в рабочую зону взрывопожароопасных или вредных веществ, способных вызвать взрыв, загорание, оказать вредное воздействие на организм человека, а также при недостаточном содержании кислорода (ниже 20 % объемных). Поэтому при их проведении должны особенно соблюдаться меры безопасности. Проведение таких работ поручается персоналу, обученному безопасным методам и приемам выполнения технологических операций. Практические навыки при обучении безопасным методам проведения газоопасных работ отрабатываются на учебных полигонах или в специально оборудованных учебных мастерских. Каждый работник перед допуском к самостоятельному выполнению газоопасных работ должен (после проверки знаний) пройти стажировку под наблюдением опытного специалиста в течение первых 10 рабочих смен. Газоопасные работы, как правило, выполняются в дневное время и в присутствии руководителя или высококвалифицированного специалиста. На проведение газоопасных работ оформляется наряд-допуск, предусматривающий разработку и последующее осуществление комплекса мероприятий по подготовке и безопасному проведению работ. Наряды-допуски на газоопасные работы должны выдаваться заблаговременно для проведения необходимой подготовки рабочих мест. В наряде-допуске указывается срок его действия, время начала и окончания работ. При невозможности окончить работу в установленный срок наряд-допуск подлежит продлению лицом, выдавшим его. При проведении одновременно нескольких газоопасных работ составляются специальный координирующий план и исполнительный чертеж или выкопировка из него с указанием места и характера производимых операций. Каждому ответственному лицу выдается отдельный наряд-допуск на проведение конкретной работы в соответствии с координирующим планом. Перед началом выполнения газоопасной работы лицо, ответственное за ее проведение, обязано проверить соответствие указанных мер безопасности. На каждом энергообъекте должны осуществляться меры по сокращению количества газоопасных работ и повышению уровня их безопасности. Периодически повторяющиеся газоопасные работы, выполняемые в аналогичных условиях постоянным составом работающих (установка и снятие заглушек на газопроводах котлов и ГРП, откачка жидкой фракции из газопроводов, ремонт, проветривание и осмотр колодцев и др.), могут проводиться без оформления нарядов-допусков по утвержденным для каждого вида работ производственным инструкциям и инструкциям по безопасным методам выполнения работ. Указанные работы должны регистрироваться в специальном журнале выполнения газоопасных работ, осуществляемых без оформления нарядов-допусков.

Журнал должен быть прошнурован и скреплен печатью, страницы в нем должны быть пронумерованы. Наряды-допуски должны регистрироваться в специальном журнале и храниться в течение не менее 1 года.

4.1.56. Не допускаются колебания давления газа на выходе из ГРП, превышающие 10 % рабочего. Неисправности регуляторов, вызывающие повышение или понижение рабочего давления, неполадки в работе предохранительных клапанов, а также утечки газа, должны устраняться в аварийном порядке.

Давление газа на выходе из ГРП должно поддерживаться с помощью автоматических регуляторов. Величина амплитуды колебания давления принята исходя из создания надежной (стабильной) работы регуляторов поддержания нагрузки котлов (чем меньше амплитуда колебания, тем надежнее работа горелочных устройств) и возможности ее обеспечения установленными в системе газоснабжения энергообъектов регулирующими устройствами, а также характеристиками системы регулирования.

4.1.57. Подача газа в котельную по обводному газопроводу (байпасу), не имеющему автоматического регулирующего клапана, не допускается.

Обводной газопровод ГРП предусматривается для подачи газа в котельную помимо линий редуцирования в случаях понижения давления газа на входе в ГРП до сверхкритических значений или при ремонте газового оборудования или газопроводов линий редуцирования ГРП. В этих случаях давление газа на выходе из ГРП поддерживается автоматически с помощью регулирующего клапана, установленного на обводном газопроводе ГРП, так как поддержание давления газа на выходе из ГРП в допустимом диапазоне с помощью ручного регулирования при изменениях входного давления и расхода газа на котельную может привести к созданию аварийной ситуации, а поэтому не допускается.

4.1.58. Проверка срабатывания устройств защиты, блокировок и сигнализации должна производиться в сроки, предусмотренные действующими нормативными документами, но не реже 1 раза в 6 мес.

Автоматические устройства, установленные в системе газоснабжения, должны поддерживаться в исправном состоянии. Периодичность проверки их исправности установлена на основе опыта эксплуатации и является достаточной для своевременного обнаружения дефектов.

4.1.59. Газопроводы при заполнении газом должны быть продуты до вытеснения всего воздуха. Окончание продувки должно определяться анализом отбираемых проб, при этом содержание кислорода в газе не должно превышать 1 %, или сгоранием газа, которое должно происходить спокойно, без хлопков.

Выпуск газовоздушной смеси при продувках газопроводов должен осуществляться в места, где исключена возможность попадании ее в здания, а также воспламенения от какого-либо источника огня.
Газопроводы при освобождении от газа должны продуваться воздухом или инертным газом до полного вытеснения газа. Окончание продувки определяется анализом. Остаточная объемная доля газа в продувочном воздухе не должна превышать 20 % нижнего предела воспламенения газа.

Необходимость полного вытеснения из газопровода воздуха или, наоборот, газа обусловлена способностью последнего в определенной пропорции с воздухом образовывать взрывоопасную смесь.

Если объемная доля природного газа в воздухе составляет 5–15 %, то достаточно искры, чтобы смесь взорвалась. Продувка газопроводов производится до тех пор, пока анализ проб не покажет содержание газа или кислорода в отобранной пробе, не превышающее 1 %. Эта концентрация определена опытным путем и гарантирует полную безопасность при первоначальной подаче газа в горелочные устройства или при производстве каких-либо работ (включая огневые) на отключенном и заглушенном участке газопровода. Содержание кислорода в газе определяется приборами Орса или методом поджигания в ведре с мыльным раствором пробы, взятой из продуваемого газопровода в резиновую камеру. Содержание газа в пробе определяется приборами ПГФ-2М-1 или другого типа.

Если продувочные газопроводы, через которые производится выброс газовоздушной смеси при продувке газопроводов, располагаются около оконных проемов, заборных камер приточной вентиляции, вентиляционных фонарей и т. д., это может привести к загазованности помещения. Поэтому их расположение должно исключать такую возможность. Продувочные газопроводы должны иметь минимальное количество поворотов и выводиться вне здания не менее чем на 1 м выше карниза крыши в места, где обеспечиваются безопасные условия для рассеивания газа.

4.1.60. По утвержденному графику должен проводиться обход трассы подземных газопроводов, находящихся на территории электростанции. При этом должны проверяться на загазованность колодцы газопровода, а также расположенные на расстоянии 15 м в обе стороны от газопроводов другие колодцы (телефонные, водопроводные, теплофикационные, канализационные), коллекторы, подвалы зданий и другие помещения, в которых возможно скопление газа.
Для обслуживания подземных газопроводов должны быть составлены и выданы на руки обходчикам маршрутные карты с присвоенными им номерами. В каждой из них должны быть указаны схема трассы газопроводов и ее длина, а также колодцы подземных коммуникаций и подвалы зданий, расположенные на расстоянии до 15 м в обе стороны от газопроводов.

Через неплотности фланцевых или сварных соединений, а также свищи, вызванные коррозией подземных газопроводов, газ может проникать через трещины в земле в близлежащие туннели, колодцы, подвалы и т. п. Наиболее вероятное распространение газа – зона шириной 15 м по обе стороны газопровода. В этой зоне в обязательном порядке контролируются на загазованность все подземные сооружения.

Маршрутные карты подземных газопроводов составляются и выдаются на руки обходчикам для быстрого и четкого ориентирования последних на участках обслуживания газопроводов, обеспечения контроля всех подземных сооружений в зоне газопровода, расположенных в 15 м по обе стороны от него. Нумерация маршрутных карт должна соответствовать номерам участков обслуживания трассы.

4.1.61. Наличие газа в подвалах, коллекторах, шахтах, колодцах и других подземных сооружениях должно проверяться газоанализатором во взрывозащищенном исполнении.
Анализ проб воздуха в подвалах зданий может производиться непосредственно в подвале газоанализаторами взрывозащищенного исполнения, а при отсутствии их – путем отбора пробы воздуха из подвала и анализа ее вне здания.
При отборе проб воздуха из коллекторов, шахт, колодцев и других подземных сооружений спускаться в них не допускается.
При нахождении в подвале, а также у колодцев, шахт, коллекторов и других подземных сооружений курить и пользоваться открытым огнем не допускается.

Анализ воздуха из коллекторов, шахт, колодцев и других подземных сооружений позволяет контролировать плотность подземного газопровода. При утечке газ скапливается в указанных сооружениях. Концентрация его в этих сооружениях может достигать смертельной для человека величины из-за отсутствия или незначительного присутствия кислорода. Поэтому при отборе проб воздуха запрещается спускаться в вышеперечисленные подземные сооружения. Около них также не допускается пользоваться открытым огнем и курить, так как при сильной утечке газа на поверхности земли может образовываться взрывоопасная смесь. Анализ проб должен производиться газоанализатором во взрывозащищенном исполнении, так как концентрация газа в воздухе этих сооружений может находиться вблизи верхнего или нижнего предела взрываемости природного газа.

4.1.62. При обнаружении загазованности на трассе должны быть приняты меры к дополнительной проверке газоанализатором и проветриванию загазованных подвалов, первых этажей зданий, колодцев камер, находящихся в радиусе 50 м от обнаруженного места утечки. При обнаружении загазованности подвалов дополнительно должны быть предупреждены люди, находящиеся в здании, о недопустимости курения, пользования открытым огнем и электроприборами.
Одновременно должны быть приняты неотложные меры к выявлению и устранению утечек газа.

При наличии плотных, невентилируемых туннелей, не имеющих выходов на поверхность, трещин в глинистых и промерзших грунтах и т. п. газ способен распространяться на расстояния, превышающие 15 м. Поэтому при обнаружении газа в подземном сооружении требуется дополнительная проверка всех подземных сооружений, подвалов, первых этажей зданий, находящихся в радиусе 50 м от обнаруженного места загазованности. При обнаружении загазованности необходимо принять меры к проветриванию загазованных помещений. Для точного определения места утечки газа применяется буровой метод осмотра газопроводов. После получения сведений о наличии газа должны быть немедленно начаты буровые работы. Перед их началом все колодцы и подземные сооружения, расположенные на участке, где ведутся работы, еще раз тщательно проверяются и проветриваются.

Осмотр газопроводов производится путем раскрытия его участков длиной 1,5–2 м на каждый километр распределительного газопровода и каждые 200 м газопровода, проходящего по территории электростанции.

Для осмотра должны выбираться участки газопровода, проложенные в грунтах с наиболее высокой коррозионной опасностью.

Проверка газопроводов на плотность производится бурением скважин вдоль трассы газопровода и определением присутствия в них газа.

Скважины бурятся через 2 м с обеих сторон газопровода в шахматном порядке, а при наличии схемы расположения сварных стыков – в непосредственной близости от стыков на расстоянии 0,3–0,5 м от стенки газопровода на глубину, на 10–20 см ниже нижней образующей газопровода.

На участке буровой скважины с наибольшей утечкой газа производится раскопка шурфа.

Технические средства и приемы устранения утечек газа определяются состоянием поврежденного газопровода.

4.1.63. Проверка плотности соединений газопроводов, отыскание мест утечек газа на газопроводах, в колодцах и помещениях должны выполняться с использованием мыльной эмульсии. Применение огня для обнаружения утечек газа не допускается. Все обнаруженные на действующих газопроводах неплотности и неисправности должны немедленно устраняться.

При обходе трасс газопровода производится их внешний осмотр и определяются характерные признаки утечек газа: пожелтение растительности, появление пузырей на поверхности воды, шипение газа, выходящего на поверхность грунта при значительных утечках, а в зимнее время – появление на снегу бурых пятен. На участках, доступных визуальному осмотру, места утечек отыскиваются с помощью мыльной эмульсии. Этот способ обеспечивает полную безопасность производства работ и быстрое обнаружение утечки газа.

Применение огня для обнаружения утечек газа запрещается из-за возможного скопления в зоне утечки взрыво- или пожароопасной концентрации газа.

Необходимость немедленного устранения неплотностей и повреждений на действующих газопроводах диктуется возможностью образования загазованных зон, взрывопожароопасностью и токсичностью газа.

Разрывы стыков стальных газопроводов должны ремонтироваться вваркой

катушек длиной не менее 400 мм. Установка муфт с гофрами на действующих газопроводах давлением до 3 кгс/см² (0,3 МПа) производится для усиления прочности сварных стыков, у которых выявлены такие дефекты сварки, как непровар, шлаковые включения, газовые поры, но целостность которых не нарушена и утечек нет. В тех случаях, когда нарушается целостность сварных стыков газопровода (трещины, сквозные отверстия в виде пор), а также выявлены дефекты в сварке газопроводов давлением выше 3 кгс/см² (0,3 МПа), для усиления стыков должны применяться только лепестковые муфты. Подварка стыков запрещается.

В зависимости от степени повреждения часть газопровода, подвергшаяся почвенной коррозии или коррозии блуждающими токами, заменяется.

При обнаружении коррозионных повреждений газопровода в этом месте производится исследование коррозионных свойств почвы и измерение блуждающих токов, осмотр и оценка состояния металла газопровода. Для предотвращения дальнейшего разрушения газопровода необходимо осушить изоляцию, устранить причины, вызывающие коррозию, применить активный метод защиты.

4.1.64. Сброс удаленной из газопровода жидкости в канализацию не допускается.

Содержание влаги в газе при его транспортировке снижает эксплуатационную надежность системы газоснабжения. В зависимости от внешних условий (температура и давление) влага может конденсироваться, образовывать ледяные пробки и кристаллогидраты, а в присутствии сероводорода и кислорода вызывать коррозию внутренних поверхностей трубопроводов и оборудования. При влажном газе возможно закупоривание кристаллогидратами проходных сечений на рабочих линиях редуцирования и примерзание плунжеров к седлам закрытых клапанов на резервных линиях, что может привести к полному прекращению подачи газа. Если влага из газа удалена и он оказывается ненасыщенным, кристаллогидраты не образуются. Для сбора и удаления из газа сконденсировавшейся влаги в нижних точках газопроводов предусматриваются дренажные устройства, через которые газовый конденсат удаляется из газопроводов.

Газовый конденсат, удаленный из газопроводов, должен сжигаться в специальных местах, согласованных с местными органами защиты и охраны окружающей среды, а также пожарной охраны предприятия.

Для исключения гидратообразования при дросселировании следует повысить температуру газа выше точки росы, при этом среднее значение дроссельного эффекта можно принять равным 5,5 °С/МПа, т. е. при снижении давления газа на 1 МПа его температура снижается на 5,5 °С.

4.1.65. Подача и сжигание на энергообъектах доменного и коксового газов должны быть организованы в соответствии с положениями действующих правил.

Промышленные газы по своим свойствам значительно отличаются от природного. Поэтому их подача и сжигание производятся в соответствии со специальными правилами.

4.1.66. Особенности эксплуатации при подаче и сжигании газогенераторного и сбросно-технологического влажного и сернистого (содержащего меркаптаны или сероводород) природного газа должны определяться проектом и местной инструкцией.

Перечисленные газы не только отличаются по условиям сжигания от обычного природного газа, но и являются более опасными для персонала. Поэтому в проектах и инструкциях при использовании этих газов должны быть предусмотрены дополнительные мероприятия и специальный контроль, обеспечивающий полную безопасность для персонала при их подаче и сжигании.

4.2. ПЫЛЕПРИГОТОВЛЕНИЕ

4.2.1. При эксплуатации пылеприготовительных установок должна быть обеспечена бесперебойная подача к горелкам котла угольной пыли требуемой тонкости и влажности в количестве, соответствующем нагрузке котла.
Все исправные системы пылеприготовления с прямым вдуванием при нагрузке котла 100–60 % номинальной, как правило, должны быть в работе. Режим работы систем пылеприготовления должен быть организован в соответствии с режимной картой, разработанной на основе заводских характеристик и испытаний пылеприготовительного и топочного оборудования.

От бесперебойной работы пылеприготовительных установок зависит надежная работа котла и поддержание номинальных параметров пара и необходимой нагрузки.

Бесперебойная подача к горелкам угольной пыли необходимой тонкости и влажности в количестве, соответствующем нагрузке котла, может быть обеспечена при соблюдении следующих условий:

непрерывное истечение (пыль) из бункера, а также стабильная дозировка количества топлива (пыли) каждым питателем;

минимальное различие в производительности параллельно работающих питателей пыли;

стабильное и равномерное распределение первичного воздуха по пылепроводам, исключающее забивание отдельных пылепроводов;

стабильная, соответствующая производительности вентиляция систем пылеприготовления прямого вдувания с молотковыми (ММ) и среднеходными (СМ) мельницами.

В системах пылеприготовления с промежуточным бункером режим работы мельницы не связан так тесно с топочным режимом, как у систем прямого вдувания. Наличие бункера с готовой пылью и достаточного запаса производительности систем пылеприготовления позволяет останавливать при необходимости мельницы в резерв или на кратковременный ремонт без изменения количества работающих горелок или нагрузки котла. Допустимая продолжительность нахождения в резерве или ремонте одной из мельниц определяется в основном условиями обеспечения надежной работы пылепитателей при снижении уровня пыли в бункере. Система становится еще более гибкой при наличии шнековых связей между системами пылеприготовления соседних котлов. Однако опыт показывает, что по условиям взрывобезопасности шнековые связи могут быть рекомендованы при размо-

ле только слабореакционных топлив типа антрацитового штыба (АШ) и тощих углей или высокозольных каменных углей (типа экибастузского) и промпродуктов с выходом летучих менее 30 %.

Несмотря на известную автономность систем пылеприготовления с промежуточным бункером от режима работы котла, резкие нарушения режима мельниц и других элементов системы пылеприготовления могут отрицательно отразиться на топочном процессе. Так, при транспорте пыли к горелкам мельничным воздухом перегрузка мельницы топливом может привести к уменьшению давления в коробе первичного воздуха, снижению скоростей в пылепроводах и, как следствие, к возможному забиванию их пылью с нарушением нормальной работы котла. Забивание течки под циклоном или нарушение работы мигалки на этой течке приводит к забросу большого количества пыли в топку помимо пылепитателей, что влечет за собой резкое увеличение паропроизводительности котла, если это барабанный котел, и недопустимые отклонения параметров пара от номинальных значений.

Для предупреждения забивания пылепроводов необходимо обеспечить постоянную скорость пылегазовоздушной смеси в каждом из них не ниже 25 м/с для систем с промежуточным бункером и 18 м/с для систем с прямым вдуванием. При этом следует иметь в виду, что чрезмерно высокие скорости также нежелательны из-за усиления износа пылепроводов и увеличения расхода электроэнергии на транспорт пыли. При большой разнице в длине пылепроводов выравнивание скоростей в них осуществляется разной степенью открытия регулирующих шиберов или шайбованием наиболее коротких пылепроводов. При изменениях нагрузки котла поддержание необходимых скоростей в пылепроводах систем пылеприготовления с промежуточным бункером пыли обеспечивается соответствующей загрузкой вентиляторов первичного воздуха или мельничных вентиляторов, а при их отсутствии – перераспределением первичного и вторичного воздуха. Для контроля за расходом первичного воздуха в пылепроводах систем с промежуточным бункером на участках до пылесмесителя рекомендуется устанавливать измерительные устройства типа труб Вентури, сегментных шайб (на горизонтальном участке) или мультипликаторов.

Специальными испытаниями котла и его пылеприготовительных установок определяется оптимальное качество готовой пыли (тонкость помола и влажность), при котором обеспечивается длительная работа котла в допустимом диапазоне нагрузок с минимальными потерями тепла.

Известно, что с угрублением помола пыли уменьшается расход электроэнергии на пылеприготовление, но одновременно ухудшаются условия воспламенения и выгорания пыли, что приводит к росту потерь тепла с механической неполнотой сгорания, нарушению устойчивости горения и выхода жидкого шлака. С другой стороны, переход на более тонкий помол уменьшает производительность мельниц, изменяет расход электроэнергии на пылеприготовление. Оптимальной тонкостью помола обычно считается такая, при которой сумма потерь от механической неполноты сгорания и расхода электроэнергии на пылеприготовление минимальна.

Влажность готовой пыли влияет на надежность работы системы пылеприготовления с промежуточным бункером и котла. При повышенной влажности пыли ухудшаются условия ее транспортировки по тракту пылеприготовления, происходит налипание и застревание ее в бункерах и пылепитателях. Одновременно ухудшается воспламенение пыли, нарушается устойчивость процесса горения, появляется пульсация факела.

В системах с промежуточным бункером пыли кратковременный (на 1–2 ч) выход из строя одной из мельничных установок не приводит обычно к нарушению

нормальной работы котлоагрегата. Более длительный останов мельницы приводит к необходимости разгрузки котла, а при наличии у котла одной системы пылеприготовления и отсутствии шнековых связей с системами пылеприготовления соседних котлов – к останову.

Выход из строя одной из пылеприготовительных установок прямого вдувания обычно не приводит к ограничению нагрузки котла, однако требует существенной перестройки воздушного режима и соответствующей перегрузки по топливу и воздуху горелочных устройств, оставшихся в работе мельниц. Длительная работа котла в таком режиме может привести к снижению экономичности, шлакованию поверхностей нагрева.

Поддержание стабильной, соответствующей текущей производительности вентиляции молотковых и среднеходных мельниц необходимо для того, чтобы обеспечить их работу без перегрузки, с минимальной инерцией, а также оптимальную тонкость и влажность пыли.

Включение в работу в диапазоне нагрузок котла 100–60 % номинальной всех систем пылеприготовления с прямым вдуванием позволяет оптимизировать режим работы котла.

При отключении одной или нескольких систем пылеприготовления, когда отключается часть горелок, нарушаются условия, обеспечивающие симметричное расположение факела в топке, увеличиваются местные тепловые потоки на экраны, неравномерность температур газов на выходе из топки, снижается надежность работы котла, а при сжигании шлакующих топлив усиливается загрязнение поверхностей нагрева. Одновременно снижается экономичность котла, так как для сохранности неработающих горелок приходится подавать на них часть вторичного воздуха, снижая избыток воздуха в работаюших горелках.

По приведенным соображениям работа котла с максимальным числом мельниц предпочтительна даже в тех случаях, когда это приводит к некоторому увеличению расхода электроэнергии на размол топлива.

Для выполнения диспетчерского графика в энергосистеме необходимо иметь достаточно широкий диапазон допустимых нагрузок котлов при ручном регулировании и отключении части вспомогательного оборудования и регулировочный диапазон, когда состав вспомогательного оборудования не меняется, а изменение нагрузки производится под воздействием систем автоматического регулирования. Постоянный состав работающих систем пылеприготовления облегчает ручное управление котлом в диапазоне допустимых нагрузок и является абсолютно необходимым в пределах регулировочного диапазона нагрузок, когда изменение нагрузки котла осуществляется под воздействием системы автоматического регулирования.

Следует отметить, что указанный в настоящем пункте регулировочный диапазон (100–60 % номинальной нагрузки) желательно обеспечить не только при обрудовании котла ММ и СМ, но и при установке мельниц-вентиляторов (МВ). Это требование не отражено в ПТЭ в связи с трудностями его реализации в установках с МВ и сушкой топлива топочными газами.

В результате совмещения в одной мельнице двух операций – размола и вентиляции – часты случаи выбора для котла завышенного с точки зрения вентиляционной производительности типоразмера МВ. Причиной этого является стремление иметь достаточный резерв по размольной производительности на случай износа мелющих органов и поступления топлива ухудшенного качества. В результате из-за завышенного количества газов, забираемых из топки при снижении производительности котла, приходится уменьшать количество работающих систем пылеприготовления уже при нагрузках котла 90–80 % номинальной.

Для снятия ограничения диапазона регулирования производительности МВ необходимы разработка и применение устройств для регулирования подачи сушильного агента с помощью изменения частоты вращения МВ или дросселирования напора. Некоторое расширение регулировочного диапазона МВ при снижении нагрузки котла возможно за счет использования присадки воздуха или «холодных» дымовых газов, но менее предпочтительно из-за возможного нарушения топочного режима.

Для поддержания в широком диапазоне нагрузок неизменного числа работающих систем пылеприготовления прямого вдувания (или горелок) требуется иметь достаточный диапазон регулирования производительности питателей топлива.

Для систем пылеприготовления с ММ и СМ работа в соответствии с режимной картой означает, главным образом, выдерживание оптимальной вентиляции.

Требуемая вентиляция определяется на основе следующих соображений:

работа без присадки холодного воздуха или с минимальной присадкой слабо подогретого воздуха, поскольку увеличение присадки ведет к ухудшению использования воздухоподогревателя и росту потерь тепла с уходящими газами;

поддержание в допустимых пределах температуры сушильного агента за мельницей и соответствующее обеспечение необходимой влажности пыли;

поддержание приемлемых скоростей в пылепроводах, исключающих отложение пыли либо повышенный износ;

поддержание оптимальной тонкости пыли.

Для систем пылеприготовления прямого вдувания с МВ требование оптимизации режима работы, учитывая отсутствие в настоящее время приемлемых способов регулирования вентиляционной производительности, в основном означает обеспечение их работы без присадки холодного воздуха.

Режим работы шаровой барабанной мельницы (ШБМ) или молотковой мельницы в системе с промежуточным бункером пыли должен поддерживаться стабильным независимо от нагрузки котла.

Оптимальным можно считать такой режим, при котором поддерживаются заданные тонкость помола и влажность пыли при максимально возможной загрузке мельницы топливом и допустимой по условиям взрывобезопасности температуре сушильного агента за мельницей.

4.2.2. Тепловая изоляция трубопроводов и оборудования должна поддерживаться в исправном состоянии.

Состояние тепловой изоляции элементов системы пылеприготовления в значительной степени влияет на ее надежность и экономичность. Разрушение изоляции, особенно на трубопроводах, сепараторах пыли, циклонах, расположенных вне здания на открытом воздухе, охлаждает эти элементы пылеприготовительной установки, что приводит к конденсации влаги на внутренних поверхностях с последующим налипанием на них пыли, которая может оказаться очагом самовозгорания, а в дальнейшем – источником взрыва.

4.2.3. Перед пуском вновь смонтированной или реконструированной пылеприготовительной установки, а также после ремонта или длительного нахождения в резерве (более 3 сут) все ее оборудование должно быть осмотрено, проверена исправность КИП, устройств дистанционного управления, защиты, сигнализации, блокировок и автоматики.

Пуск и эксплуатация установок с неисправными системами сигнализации, защит и блокировок не допускаются.

Важность исправного состояния контрольно-измерительных приборов (КИП) и устройств дистанционного управления не требует особых пояснений. Правильное выполнение режима прогрева системы пылеприготовления перед пуском мельницы, ее загрузка топливом, поддержание оптимальной загрузки с необходимой вентиляцией невозможны без надежной работы КИП и управления регулирующими органами.

Особенно важно требование о недопустимости пуска и эксплуатации систем пылеприготовления с неисправными защитами и блокировками. Взрывобезопасной эксплуатации системы пылеприготовления способствует защита от повышения температуры за мельницей, действующая на останов системы при невозможности удержания этой температуры на допустимом уровне. На останов системы пылеприготовления действует также защита от повышения давления в системе при забивании течки под циклоном, при аварийном останове котла, повышении вибрации подшипников мельницы.

Маслосистемы также должны быть оснащены защитами, обеспечивающими надежную работу механизмов системы пылеприготовления. Кроме защит, действующих на останов системы пылеприготовления, ряд защит обеспечивает поддержание нормального режима этой системы. К ним относятся защиты:

от прекращения выхода сырого топлива из бункера;

от забивания пылепровода;

от перегрузки мельницы.

Надежно работающая сигнализация должна оповещать персонал об отклонении параметров за допустимые пределы в работающей системе пылеприготовления и о срабатывании защит.

4.2.4. Перед пуском вновь смонтированной или реконструированной установки независимо от вида размалываемого топлива в целях выявления возможных мест отложений пыли и их устранения должен быть проведен внутренний осмотр установки с вскрытием всех люков и лазов.

Открытие люков и лазов, а также внутренний осмотр установки должны выполняться с соблюдением всех мер безопасности, предусматриваемых местной инструкцией.

Контрольный внутренний осмотр установки с составлением акта должен быть проведен не позднее чем через 200 ч работы системы пылеприготовления специальной комиссией, назначаемой руководителем энергообъекта.

Требования этого пункта направлены на исключение образования внутри системы пылеприготовления тлеющих отложений пыли, которые могут стать запалом для взрыва.

Отсутствие внутри системы пылеприготовления мест, где может скопиться достаточное для самовоспламенения (тления) количество пыли, может быть обеспечено лишь в результате тщательного и неоднократного обследования внутренних поверхностей всех элементов системы пылеприготовления. Наиболее вероятны скопления пыли на слабонаклонных участках, в зонах, где нет интенсивного

движения сушильного агента, в местах, где низка температура стенки и возможны конденсация водяных паров и налипание пыли.

Устранение отложений пыли в патрубках ШБМ и циклонов достигается за счет усовершенствования конфигурации патрубков и повышения в них скорости сушильно-вентилирующего агента. Радикальным способом устранения образования отложений на шиберах в сепарационных шахтах ММ является замена поворотных шиберов выдвижными.

На котлах с ММ, шахтными сепараторами и упрощенными горелками-амбразурами пыль из топки при пульсациях факела попадает в амбразуру, затем в шахту и мельницу остановленной системы пылеприготовления. Отложения этой, как правило, сухой и тлеющей пыли становятся источником взрыва при пуске установки. При установке в амбразурах эжекционных сопел и пропуске через них вторичного воздуха удается избежать попадания пыли из топки в мельницу.

Часто причинами образования отложений пыли на слабонаклонных участках пылепроводов является эксплуатация системы пылеприготовления со скоростями сушильного агента, много меньшими регламентированных Правилами взрывобезопасности, либо недостаточно длительная вентиляция остановленной мельницы. Последнее наиболее часто вызывает образование тлеющих отложений пыли. Для выполнения требуемого режима вентиляции системы пылеприготовления необходимо обеспечить поддержание допустимой температуры за мельницей (сепаратором) за счет подвода холодного сушильно-вентилирующего агента или впрыска воды. Очевидно также, что для контроля за интенсивностью вентиляции системы прямого вдувания необходима исправная работа расходомера сушильно-вентилирующего агента.

При соблюдении названных условий эксплуатации и выхолащивания систем пылеприготовления перед остановом количество мест, где возможны отложения пыли, можно свести к минимуму, а их выявление и ликвидация потребуют лишь нескольких внутренних осмотров оборудования.

В акте, составленном по результатам осмотра, следует указать, какие условия работы и выхолащивания предшествовали осмотру и какие условия требуется соблюдать при дальнейшей эксплуатации, пусках и остановах данной системы пылеприготовления.

4.2.5. Для предупреждения конденсации влаги и налипания пыли на элементах оборудования перед пуском должен быть обеспечен прогрев систем пылеприготовления, режим которого должен быть установлен местной инструкцией.

Правильный режим прогрева системы пылеприготовления, размалывающей взрывоопасные топлива и работающей с воздушной или газовоздушной сушкой, крайне важен для обеспечения взрывобезопасности. Пуск недостаточно прогретой системы пылеприготовления приводит к конденсации водяных паров на стенках ее элементов, налипанию на них топлива и самовозгоранию этих отложений. В дальнейшем тлеющие отложения могут стать источником хлопков и взрывов.

Четкая регламентация режима прогрева системы пылеприготовления перед пуском мельницы особенно необходима при размоле высокореакционных каменных углей и малозольных бурых углей в системах с промежуточным бункером пыли. В местной инструкции должна быть указана минимально допустимая температура за мельницей, при которой не происходит конденсации водяных паров на внутренней поверхности оборудования.

Особенно строго необходимо следить за прогревом пылеприготовительного тракта в зимнее время при размоле высокореакционных углей с повышенной влажностью. С этой целью целесообразно установить термопары перед мельничным вентилятором или после него. В некоторых случаях для исключения налипания пыли на элементах пылесистемы требуется постоянная вентиляция остановленной в резерв системы пылеприготовления сушильным агентом с поддержанием температуры за мельницей не ниже 60 °С.

Большое значение для исключения налипания пыли на элементах, расположенных вне здания, имеет удовлетворительное состояние изоляции.

4.2.6. На пылеприготовительных установках должны быть включены и находиться в исправном состоянии измерительные приборы, регуляторы, устройства сигнализации, защиты и блокировок. Приборы, используемые при измерении температуры в системах контроля, автоматики, защиты, сигнализации, должны быть малоинерционными или средней инерционности с временем запаздывания не более 20 с.

О важности исправного состояния КИП, автоматических регуляторов, сигнализации, защит и блокировок см. пояснения к п. 4.2.3.

Приборы, измеряющие температуру в системах контроля, защит и сигнализации, не должны иметь большое запаздывание. Установка термопар или термометров сопротивления за мельницей в кожухах и чехлах, а также применение защитных уголков для предохранения от износа пылью приводит к значительному запаздыванию их показаний, препятствующему нормальной работе системы авторегулирования, своевременному включению сигнализации и срабатыванию защиты от повышения температуры. Опыт показывает, что время запаздывания этих приборов не должно превышать 20 с.

4.2.7. При эксплуатации пылеприготовительных установок должен быть организован контроль за следующими процессами, показателями и оборудованием:
бесперебойным поступлением топлива в мельницы;
уровнями в бункерах сырого угля и пыли для предотвращения снижения или увеличения уровня по сравнению с предельными значениями, указанными в местной инструкции;
температурой сушильного агента и пылегазовоздушной смеси на выходе из подсушивающих и размольных установок для предотвращения ее повышения сверх значений, указанных в табл. 4.1;
протоком масла через подшипники с жидкой принудительной смазкой мельниц и их электродвигателей;
уровнем вибрации блоков подшипников;
температурой масла в блоке подшипников;
температурой пыли в бункере для предотвращения во всех режимах работы установки повышения ее сверх значений, указанных в табл. 4.1;
исправностью предохранительных клапанов;
состоянием изоляции и плотностью всех элементов установки (выбивание пыли должно быть немедленно устранено);

током электродвигателей оборудования пылеприготовительной установки;
давлением сушильного агента перед подсушивающим устройством или мельницей, перед и за мельничным вентилятором и мельницей-вентилятором;
сопротивлением шаровых барабанных и среднеходных мельниц;
содержанием кислорода в сушильном агенте в конце установки при сушке дымовыми газами (в местах, предусмотренных положениями действующих правил);
расходом сушильного агента на системах пылеприготовления с прямым вдуванием с молотковыми и среднеходными мельницами;
тонкостью пыли, кроме установок с прямым вдуванием.

Таблица 4.1.

Температура пылегазовоздушной смеси, °С

Топливо	Установка с прямым вдуванием, за сепаратором при сушке				Установка с пылевым бункером, при сушке	
	воздухом		дымовыми газами			
	Системы с молотковыми мельницами	Системы со среднеходными мельницами	Системы с молотковыми мельницами	системы с мельницами-вентиляторами	воздухом*	Дымовыми газами**
Экибастузский уголь	210	150	–	–	130	150
Тощий уголь	180	150	–	–	130	150
Кузнецкие каменные угли марок ОС и СС	130	130	180	–	80	130
Другие каменные угли	130	130	180	–	70	130
Фрезерный торф	80	–	150	150	–	–
Канско-ачинские, азейские, райчихинские, башкирский бурые угли	80	–	180	220	70	120
Другие бурые угли	100	–	180	220	70	120
Сланцы	100	–	180	–	–	–
Лигниты	–	–	–	220	–	–
Антрацитовый штыб	Не нормируется					

*** При сушке воздухом – температура смеси за мельницей.**

**** При сушке дымовыми газами при работе мельниц ШБМ – температура смеси за мельницей, при других типах мельниц – за сепаратором.**

Бесперебойная подача топлива в мельницу является одним из главных условий эффективной работы системы пылеприготовления. Нарушение поступления топлива в систему пылеприготовления с прямым вдуванием затрудняет поддержание необходимой нагрузки котла и параметров пара, может привести к пульсации и даже погасанию факела в топке.

В системах пылеприготовления с ШБМ и промежуточным бункером неравномерное поступление топлива в мельницу приводит к снижению ее экономичности и производительности, повышенному износу шаров и брони из-за работы с выхолощенным барабаном мельницы. При этом нарушается стабильность тонкости пыли, выдаваемой системой пылеприготовления, что отрицательно сказывается на полноте сгорания топлива.

Длительная работа в таком режиме приводит к постепенному опорожнению бункеров пыли и необходимости разгрузки котла. Перерывы в подаче угля нарушают работу автоматики, затрудняют поддержание необходимой по условиям взрывобезопасности температуры за мельницей и являются одной из основных причин взрывов в работающей системе пылеприготовления.

Равномерность подачи топлива в работающую мельницу должна обеспечиваться питателем сырого угля (ПСУ). Для контроля за непрерывностью поступления топлива применяются датчики обрыва топлива, устанавливаемые на ПСУ или в топливной течке. На системах пылеприготовления с ШБМ обычно применяются ленточные питатели, меньше других чувствительные к влажному топливу. Однако при поступлении переувлажненного угля ухудшается работа и ленточных ПСУ из-за прилипания топлива к ленте, застревания его в выходном отверстии бункера и у ножа, регулирующего высоту слоя топлива. Недостатком ленточных питателей является их чувствительность к попаданию крупных кусков угля и посторонних предметов, застревающих между лентой и ножом или другими неподвижными частями ПСУ, что приводит к нарушению нормальной подачи топлива в мельницу, а иногда и к повреждению ленты.

При подаче сухого мелкого топлива ленточные питатели являются источником пыления, а при неисправности или отсутствии мигалки на течке сырого топлива перед мельницей – источником повышенных присосов холодного воздуха в тракт пылеприготовления.

Достоинствами дисковых питателей являются их компактность и герметичность. Однако при поступлении влажного топлива их работа резко ухудшается: уголь прилипает к телескопической трубе и стенкам течки, питатель начинает вращаться вхолостую.

Широкое распространение, особенно в установках с прямым вдуванием, получили скребковые питатели угля. Они меньше пылят, чем ленточные, благодаря хорошей герметичности имеют меньшие присосы холодного воздуха, могут использоваться для систем пылеприготовления, работающих под давлением. Но и работа скребковых питателей на переувлажненном топливе резко ухудшается из-за прессования и налипания топлива на столе питателя. Кроме того, при попадании посторонних предметов и крупных кусков топлива быстро изнашиваются и обрываются цепи.

Получили распространение также шнековые питатели угля, обеспечивающие более стабильную работу на влажном топливе. В отдельных случаях применяются также комбинированные ПСУ, например дисковые вместе со скребковыми.

Для улучшения работы ПСУ на переувлажненном топливе применяются скребки или щетки для снятия прилипшего к ленте топлива, приварка специальных зубьев к скребкам питателя.

Устойчивость работы ПСУ зависит не только от влажности угля, но и от его уровня в бункере. При недостаточном количестве угля в бункере образуются воронки, нарушающие стабильность работы ПСУ.

Не меньшее значение для устойчивой работы котла имеет поддержание определенного уровня пыли в бункере. При недостаточном уровне пыли резко ухудшается равномерность ее подачи отдельными питателями из-за образования в бункере воронок и неполного заполнения пылью ячеек пылепитателей.

Не следует допускать переполнения бункеров угля и пыли, поскольку это может привести к нарушению их плотности, пылению и забиванию циклона пылью.

Предельные значения уровней угля и пыли в бункерах должны устанавливаться местными инструкциями на основе эксплуатационного опыта, поскольку они определяются конструктивными особенностями бункеров, а также свойствами размалываемого топлива.

Взрывобезопасность установки находится в прямой зависимости от температуры сушильного агента, поэтому очень важно в процессе эксплуатации не допускать повышения температуры за размольной установкой выше значений, указанных в табл. 4.1, для различных топлив в зависимости от их реакционной способности. При резком возрастании температуры за установкой необходимо принимать срочные меры по ее снижению: увеличить загрузку мельницы топливом, снизить температуру воздуха или газов перед мельницей за счет рециркуляции или присадки холодного сушильного агента, а если это не помогает, то подать в мельницу пар или воду. В соответствии с Правилами взрывобезопасности системы пылеприготовления должны быть оснащены защитой, действующей при недопустимом повышении температуры сушильного агента.

Ограничение температуры сушильного агента по завершении процесса сушки (в пылесистемах с ММ, СМ и МВ в сечении за сепаратором, а в системах пылеприготовления с ШБМ, в которых мельница и сепаратор обычно территориально разобщены, – за мельницей) необходимо, чтобы не допускать чрезмерного снижения влажности пыли – одного из параметров, влияющих на условия взрывобезопасности. Указанные в табл. 4.1 значения максимально допустимой температуры пылегазовоздушной смеси за мельницей основаны на обобщении опыта эксплуатации и анализа имеющихся случаев взрыва в системах пылеприготовления. Взрывоопасность системы пылеприготовления зависит от реакционной способности, зольности и влажности размалываемого топлива. Более высокие значения температуры допускаются для малореакционных и высокозольных каменных углей, более низкие – для высокореакционных и малозольных топлив. Пониженные значения температуры пылегазовоздушной смеси для систем пылеприготовления с промежуточным бункером пыли определяются значительной их протяженностью и большей в связи с этим опасностью отложений и загорания пыли.

В системах пылеприготовления с промежуточным бункером пыли при размоле высокореакционных топлив основным способом повышения взрывобезопасности является использование в качестве сушильного агента продуктов сгорания. Взрывобезопасность обеспечивается поддержанием по всему пылеприготовительному тракту объемного содержания кислорода в сушильном агенте не более 16 %. В

связи с меньшей взрывоопасностью систем пылеприготовления с газовой сушкой топлива в них допускаются более высокие температуры за мельницей, что указано в табл. 4.1.

Такое повышение температуры, влекущее за собой снижение влажности пыли до нескольких десятых долей процента, требует безусловного соблюдения объемного содержания кислорода в смеси за мельницей менее 16 % при любых режимах работы систем пылеприготовления. Для обеспечения этого требования должна быть предусмотрена возможность полной замены «горячих» газов «холодными» или снижения температуры «горячих» газов впрыском воды в газоход перед мельницей для сохранения температуры за мельницей (сепаратором) в допустимых пределах при перебоях в подаче топлива или при останове мельницы. Необходимость полного выхолащивания системы пылеприготовления не позволяет сокращать общее количество газов, вентилирующих мельницу перед ее остановом. При сушке дымовыми газами, когда по правилам взрывобезопасности необходима установка кислородомеров, должны быть обеспечены исправность и достаточное быстродействие этих приборов.

Если перечисленные условия при всех режимах работы системы пылеприготовления выдержать нельзя, то температура за мельницей должна быть снижена до значений, регламентированных для воздушной сушки. Для взрывобезопасной эксплуатации систем пылеприготовления, оборудованных паровыми трубчатыми и газовыми барабанными сушилками, температура пылегазовоздушной смеси на выходе из сушилок для всех топлив, кроме антрацита, не должна превышать значений, указанных в табл. 4.1. Контроль за этой температурой должен осуществляться постоянно.

Ограничение температуры за сушилками позволяет не допускать пересушку пыли (мелких фракций топлива). В этих установках пыль самоотделяется от крупных и более влажных фракций топлива и транспортируется по весьма протяженному тракту, в котором могут возникнуть взрывоопасные условия. На выходе же из сушилок, непосредственно предвключенных мельнице, взрыву мелких фракций пыли препятствует одновременное присутствие более крупных и влажных кусков топлива, и ограничивать температуру за сушилкой в этом случае нет необходимости. В таких установках важно не допускать превышения температуры за мельницей.

Отсутствие ограничений в температуре сушильного агента за мельницей при размоле АШ имеет в виду лишь условия взрывобезопасности систем пылеприготовления. Ограничения, определяемые условиями нагрева подшипников, естественно, сохраняются.

Предельные значения температуры отработавшего сушильного агента, установленные правилами для систем пылеприготовления с ШБМ и промежуточным бункером пыли, следует принимать и при установке в этих системах других типов мельниц (ММ, СМ). При этом температура сушильного агента должна контролироваться не за мельницей, а за сепаратором. При размоле смеси топлив предельные температуры пылегазовоздушной смеси устанавливаются по наиболее взрывоопасному из них, что определяется возможностью поступления в отдельные моменты лишь этой составляющей смеси.

При длительном хранении в бункере пыль взрывоопасных топлив самовозгорается, что при определенных обстоятельствах может привести к взрыву, сопровождающемуся большими разрушениями. В соответствии с «Правилами взрыво-

безопасности...» на всех топливах, кроме АШ, требуется контроль за температурой пыли в бункере с помощью специально установленных термопар. На щите управления котлом должен быть установлен сигнализатор повышения температуры в бункере выше максимально допустимой для данного топлива.

При превышении допустимой температуры в бункере в него необходимо увеличить подачу пыли и, продолжая срабатывать ее в топку котла, довести уровень пыли до наивысшей отметки. Если эта мера не помогла и температура в бункере продолжает расти, что указывает на горение в нем пыли, в бункер подают пар, углекислоту или инертные газы.

Систематический контроль за исправностью предохранительных клапанов путем периодического их осмотра позволяет устранить возможное пыление через них (работа под давлением), дополнительные присосы через поврежденные мембраны (работа под разрежением), а также попадание атмосферных осадков, если эти клапаны находятся вне помещения.

Контроль за давлением (разрежением) сушильного агента по тракту системы пылеприготовления позволяет поддерживать оптимальный режим работы как в целом, так и ее основного оборудования (мельница, сепаратор, циклон).

На системах пылеприготовления с прямым вдуванием (ММ, СМ), где измерение расхода сушильного агента перед мельницей (который характеризует тонкость готовой пыли) не представляет большой сложности, оптимальный режим ее работы контролируется по этому расходу. Величины контролируемых давлений и расходов задаются режимной картой.

Появляющиеся отклонения контролируемых параметров позволяют выявить такие недостатки в работе оборудования, как износ мелющих органов мельницы; обрыв створок сепаратора; нарушения в работе мигалок на течках под сепаратором, циклоном; забивание пылью сепаратора или циклона; износ лопаток мельничного вентилятора, и вовремя их устранить.

Контроль за тонкостью пыли и поддержание ее в соответствии с режимной картой позволяют не только организовать экономичный режим получения и сжигания этой пыли, но и оптимизировать режим шлакоудаления (на котлах с жидким шлакоудалением) и работу поверхностей нагрева без шлакования и износа.

4.2.8. После пуска новых пылеприготовительных установок или их реконструкции, а также после капитального ремонта должны производиться отбор проб пыли и другие измерения для составления новой или корректировки действующей режимной карты.

Режимная карта, которая является руководством для обслуживающего персонала по ведению режима котла, систем пылеприготовления, должна составляться на основе прямых определений тонкости пыли, поскольку другими способами убедиться в нормальной работе мельницы и сепаратора практически невозможно. Требуемая тонкость пыли зависит от реакционной способности топлива. Чем меньше выход летучих у сжигаемого топлива, тем тоньше должна быть пыль для обеспечения ее устойчивого воспламенения и полного сгорания и тем сильнее влияние угрубления пыли на экономичность котла. Так, при сжигании высокореакционных бурых и каменных углей при оптимальной тонкости пыли потери тепла с механической неполнотой сгорания составляют не

более 0,5 %. Угрубление помола может увеличить эту потерю до 0,8–1,0 %. При сжигании слабореакционного антрацитового штыба, имеющего выход летучих около 4 %, даже при очень тонком помоле (R_{90} = 6–7 %) потери тепла q_4 достигают 3–5 %, а угрубление пыли до R_{90}= 12–14 % может привести к увеличению этих потерь в 1,5–2 раза.

4.2.9. Контроль за тонкостью пыли при эксплуатации пылеприготовительных установок с пылевым бункером должен осуществляться по пробам пыли из-под циклона с частотой отбора, устанавливаемой местной инструкцией.
В установках с прямым вдуванием тонкость пыли должна контролироваться косвенным путем по количеству сушильного агента, поступающего на мельницу, и по положению регулирующих органов сепаратора.

Периодичность отбора проб для контроля тонкости пыли из-под циклона устанавливается в зависимости от особенностей оборудования и сжигаемого топлива, а также от стабильности его характеристик. При размоле слабореакционных топлив с резко меняющимися во времени характеристиками, а также смеси различных марок топлива рекомендуется ежесменная проверка тонкости пыли. При стабильном режиме работы систем пылеприготовления и достаточно однородном составе топлива даже на слабореакционных углях может быть допущен отбор проб пыли 1 раз в сутки, а на бурых и каменных углях, когда потери с механическим недожогом q_4 не превышают 0,5 %, – еще реже.

Отбор проб пыли в системах с промежуточным бункером пыли должен производиться под циклоном (под мигалками) специальным щелевым пеналом.

Отбор проб пыли на анализ в системах пылеприготовления прямого вдувания весьма сложен и трудоемок. Он должен выполняться специальными пылезаборными устройствами с выравниванием скоростей в пылепроводе и отборной трубке и с тарировкой сечений. Определение тонкости пыли в этих системах выполняется во время испытаний при различных количествах вентилирующего агента и различном положении створок сепаратора пыли. По этим измерениям строятся зависимости тонкости пыли от количества сушильного агента и положения створок сепаратора.

4.2.10. Контроль и устранение присосов воздуха в пылеприготовительных установках должны быть организованы по графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта, но не реже 1 раза в месяц, а также после капитального или среднего ремонта.
Присосы воздуха в пылеприготовительной установке должны быть не выше значений, приведенных в табл. 4.2 и выраженных в процентах от расхода сушильного агента на входе в установку без учета испаренной влаги топлива.
В системах с прямым вдуванием пыли при воздушной сушке значения присосов не определяются, а плотность установки должна проверяться путем ее опрессовки.

Таблица 4.2

Присосы воздуха в системы пылеприготовления, %

Расход сушильного агента, тыс. $м^3/ч$	Системы пылеприготовления с бункером пыли при сушке				Системы пылеприготовления прямого вдувания с мельницами-вентиляторами при газовоздушной сушке
	воздушной и газовоздушной в случае установления перед мельницами дымососов рециркуляции		газовоздушной с забором газов из газоходов за счет разрежения, создаваемого мельничным вентилятором		
	с ШБМ	с мельницами других типов	с ШБМ	с мельницами других типов	
До 50	30	25	40	35	40
51–100	25	20	35	30	35
101–150	22	17	32	27	30
Свыше 150	20	15	30	25	25

Издержки, вызванные присосами холодного воздуха в системы пылеприготовления, работающие под разрежением, столь велики, что, как правило, оправдывают затраты на их сокращение: снижается сушильная производительность систем пылеприготовления, часто влекущая за собой ограничение производительности котла, ухудшается топочный режим, растут потери тепла с механической неполнотой сгорания и уходящими газами, повышается взрывоопасность систем пылеприготовления. Все это делает крайне важной систематическую работу по контролю и устранению присосов воздуха в пылеприготовительных установках.

Наибольшее количество холодного воздуха проникает в систему пылеприготовления через топливную течку, особенно в установках с открытыми питателями, в которых велико разрежение перед мельницей. При сушке воздухом необходимо обеспечивать возможность поддержания перед мельницей разрежения не более 10 $кгс/м^2$ (0,1 МПа) путем уменьшения сопротивления воздуховодов и выбора места подвода топлива в мельницу.

Наиболее радикальным решением является установка питателей закрытого типа. Может быть применено и достаточно эффективное уплотнение верхней половины ленточных питателей. Снижение присосов воздуха достигается также установкой в топливной течке мигалок или подводом в течку горячего воздуха для замещения холодного. Указанные решения в полной мере применимы и при сушке дымовыми газами. Однако обеспечение малых разрежений в топливных течках при газовой сушке достижимо лишь в случаях подвода газов с помощью специальных дымососов.

В тех случаях, когда отбор газов из газового тракта котла к мельнице выполняется мельничным вентилятором, у входной горловины мельницы создается повышенное разрежение, что создает условия для значительных присосов воздуха.

По поводу норм присосов следует заметить, что доля присосанного воздуха зависит в первую очередь от расчетного количества сушильного агента: чем влажнее

топливо, тем больше сушильного агента (и выше температура); чем крупнее габаритные размеры системы пылеприготовления, тем меньше относительные размеры мест присосов (уплотнений горловин ШБМ, уплотнений течек топлива и т. п.), меньше относительная поверхность пылегазовоздухопроводов, подверженных абразивно-коррозионному износу, и, следовательно, меньше величина присосов. Поэтому значения последних приведены в табл. 4.2 в зависимости от расхода сушильного агента перед мельницей. Нормы присосов воздуха даны с учетом типа мельниц и систем пылеприготовления, уровня разрежения в тракте пылеприготовления и протяженности пылегазовоздухопроводов, находящихся под разрежением.

Повышенные нормы присосов воздуха в установках с ШБМ вызваны несовершенством уплотнений горловин, а в установках с мельницами-вентиляторами – узлов уплотнений дверей и узла установки отключающего шибера (коробление под действием высоких температур).

Наиболее рациональный способ контроля за плотностью установки с бункером пыли – измерение расхода сушильного агента перед мельницей и мельничным вентилятором. Такие измерения позволяют организовать постоянный контроль за присосами в систему пылеприготовления без существенных трудозатрат. Очевидно, что плотность системы пылеприготовления при таком контроле может поддерживаться на достаточно высоком уровне.

В системах пылеприготовления с сушкой топлива дымовыми газами, особенно в установках с мельницами-вентиляторами, контроль за присосами холодного воздуха целесообразно вести с помощью газового анализа, отбирая пробы газа после места его забора из котла (но после врезки линии рециркуляции) и в конце пылеприготовительного тракта, находящегося под разрежением. Количество присосанного воздуха в процентах количества сухих газов перед установкой определяется по уравнению:

$$K_{\text{прис}} = \frac{Q_{\text{прис}}}{(Q_{\text{газ}})'_{\text{уст}}} = \frac{(Q_2)''_{\text{уст}} - (Q_2)'_{\text{уст}}}{21 - (Q_2)'_{\text{уст}}} 100\ \%,$$

где $Q_{\text{прис}}$ – расход присосанного воздуха;

$Q_{\text{газ}}$ – расход сушильного агента перед уставкой;

$(Q_2)'$, $(Q_2)''$ – содержание кислорода перед и за уставкой.

На основе аналогичного уравнения могут быть определены присосы воздуха на каждом участке пылеприготовительного тракта.

Определение присосов воздуха в системах пылеприготовления прямого вдувания с воздушной сушкой крайне трудоемко, так как требует измерения количества запыленного сушильного агента. Для таких систем возможно ограничиться лишь воздушной опрессовкой. Подобный способ обнаружения мест неплотностей следует применять и на системах пылеприготовления с газовой сушкой и на системах с промежуточным бункером пыли.

При контрольном определении присосов воздуха важно поддерживать постоянным режим системы пылеприготовления, для того чтобы исключить отклонения в размере присосов, вызванных разным количеством сушильного агента и изменением разрежения перед мельницей.

4.2.11. В разомкнутых пылеприготовительных (сушильных) установках по графику, утвержденному руководителем энергообъекта, должно контролироваться состояние устройств для очистки

отработавшего сушильного вентилирующего агента, аэродинамические сопротивления циклонов, фильтров, скрубберов. Не реже 2 раз в год, а также после капитального ремонта или реконструкции должна проверяться эффективность очистки от пыли отработавшего сушильного агента.

В замкнутых системах пылеприготовления отработавший сушильный агент направляется через основные или сбросные горелки в топочную камеру, где участвует в процессе горения. В отличие от этого в разомкнутых пылеприготовительных установках сушильный агент выбрасывается в атмосферу; для уменьшения загрязнения окружающей среды и снижения потерь топлива с сушильным агентом необходимо обеспечить максимально возможную его очистку и возврат уловленного топлива в топку котла. С этой целью в разомкнутых системах пылеприготовления устанавливаются несколько ступеней очистки (циклоны, электрофильтры, скрубберы и др.). Очень важно, чтобы в процессе эксплуатации средства очистки сушильного агента работали с максимальной эффективностью. Следует иметь в виду, что эффективность пылеулавливающих установок резко снижается при налипаниии пыли на их внутренних поверхностях. Это особо касается второй и третьей ступеней очистки газов, через которые проходят наиболее тонкие фракции пыли, склонные к прилипанию прежде всего на охлажденных стенках пылеуловителей и представляющие наибольшую взрывоопасность (на всех топливах, кроме АШ). Поэтому большое значение имеют состояние изоляции внешних поверхностей пылеулавливающих установок и температурный режим, в котором они работают.

Регулярный контроль аэродинамического сопротивления устройств очистки, характеризующего степень заноса их отложениями пыли, позволяет косвенно оценивать эффективность пылеулавливания. Необходимо также проверять, не забились ли течки, по которым уловленная пыль спускается в бункер. Показателем засоренности течки может служить ненормальная работа мигалки на ней, а также охлаждение самой течки.

Для контроля за эффективностью работы пылеулавливающей установки на щите управления котла или центрального пылезавода следует устанавливать индикаторы запыленности выбрасываемого в атмосферу сушильного агента.

В процессе эксплуатации эффективность работы пылеулавливающей установки может снизиться из-за износа ее отдельных элементов, нарушения работы мигалок и др., что может привести к значительному увеличению потерь топлива. Поэтому ПТЭ требуют периодической, а также прямой проверок после капитального ремонта или реконструкции пылеулавливающих установок эффективности очистки от пыли отработавшего сушильного агента путем специальных измерений в нем концентрации пыли.

4.2.12. Для предупреждения слеживания пыли в бункерах она должна периодически срабатываться до минимального уровня. Периодичность срабатывания должна быть установлена местной инструкцией. В зависимости от способности пыли к слеживанию и самовозгоранию должен быть установлен предельный срок ее хранения в бункерах.
При каждом останове системы пылеприготовления на срок, превышающий предельный срок хранения пыли в бункерах,

при переходе электростанции на длительное сжигание газа или мазута, а также перед капитальным ремонтом котла пыль должна быть полностью сработана в топку работающего котла, бункера осмотрены и очищены.
Подавать пыль в топку неработающего котла не допускается.
Шнеки и другие устройства для транспортирования пыли перед остановом должны быть освобождены от находящейся в них пыли путем спуска ее в бункера.

В процессе хранения пыли в бункере происходит ее слеживание и уплотнение. Слеживанию пыли способствует увеличенная влажность готовой пыли, недостаточная плотность бункера, а также охлаждение его стенок из-за плохой изоляции. Слежавшаяся пыль затрудняет движение всей массы пыли к пылесистемам. Кроме того, слежавшаяся пыль взрывоопасных топлив постепенно разогревается, самовозгорается и при взрыхлении или обвале со стен бункера может явиться источником взрыва.

Для борьбы со слеживанием пыли в бункере необходимо в процессе эксплуатации системы пылеприготовления поддерживать оптимальную влажность пыли и обеспечивать качественную теплоизоляцию бункера.

Эффективным средством в борьбе с налипанием пыли к шероховатым железобетонным стенкам бункера является облицовка их металлическим листом.

Важным мероприятием в этом направлении является также обеспечение плотности верхнего перекрытия бункеров.

На ряде электростанций, сжигающих особо взрывоопасные топлива, выполнение указанных мероприятий полностью исключило хлопки и взрывы в бункерах.

Профилактическим средством в борьбе со слеживанием пыли является ее периодическая сработка из бункера до минимального уровня, допускаемого по условиям устойчивой работы пылепитателей.

Не следует допускать длительного простоя отдельных питателей пыли во избежание загорания слежавшейся пыли в ячейках питателей и в бункере над ними. В местной инструкции должна быть указана периодичность пуска в работу резервных пылепитателей для срабатывания пыли над ними.

Поскольку процесс слеживания и разогрева пыли в бункерах зависит от свойств топлива, конструкции и состояния бункеров, периодичность срабатывания пыли определяется местной инструкцией в каждом конкретном случае на основании опыта эксплуатации.

При останове котла или системы пылеприготовления на длительный срок необходимо принять меры к исключению загорания пыли в бункере. Опыт показывает, что при достаточно плотных бункерах и выполнении ряда мер даже на взрывоопасных топливах можно обеспечить достаточно длительное хранение пыли в бункере.

Так, при останове котла, сжигающего каменные угли с выходом летучих до 40 %, пыль может храниться в бункере при условии плотной его закупорки с отключением линий влагоотсоса и заполнением бункера пылью до верхнего уровня в течение 7–10 сут.

Иногда для предупреждения загорания пыли во время простоев систем пылеприготовления продолжительностью до 7 сут практикуется консервация бункеров путем подачи в них углекислоты или азота от общей разводки.

Там, где наблюдается слеживание и загорание пыли в бункерах, несмотря на выполнение мероприятий, перечисленных выше, сработку пыли следует выполнять перед остановом систем пылеприготовления и на менее длительный срок. Особенно тщательно должна срабатываться пыль перед остановом котла на капитальный ремонт.

Запрещается срабатывание пыли из бункера в топку остановленного котла, так как отложения пыли в топке и газоходах могут привести к взрыву или загоранию.

Если перед остановом котла на длительный срок по какой-либо причине пыль из бункера не была сработана в топку работающего котла, бункер должен быть опорожнен с помощью специальных трубопроводов в канал гидрозолоудаления.

Следует иметь в виду, что оставшаяся в реверсивном шнеке пыль может загореться, поэтому перед его остановом перекидной шибер под циклоном следует установить на подачу пыли в бункер и в течение 5 мин спустить пыль, оставшуюся в шнеке. После этого необходимо закрыть шибер на течке под шнеком, затем остановить шнек.

4.2.13. Бункера сырого топлива, склонного к зависанию и самовозгоранию, должны периодически, но не реже 1 раза в 10 сут, срабатываться до минимально допустимого уровня.
При переходе на длительное сжигание газа и мазута бункера котла должны быть полностью опорожнены.

Опыт эксплуатации ТЭС показал, что сыпучие свойства твердого топлива при выбранных конструкциях и схемах топливоподающих устройств зависят в первую очередь от содержания влаги в топливе и времени хранения его в бункерах.

Характерный интервал изменения рабочей влажности твердого топлива, поступающего на электростанции, для большинства его марок и месторождений находится в зоне ухудшенных и плохих сыпучих свойств, что определяет возможность налипания его на стенки бункеров. В результате слеживания и уплотнения на стенках бункеров возможен местный начальный разогрев топлива за счет микробиологических процессов, а в дальнейшем (за счет экзотермичности окислительных процессов) и очаговое самовозгорание слежавшегося топлива.

Как показала практика, периодическое срабатывание (не реже 1 раза в 10 сут) и очистка бункеров от слежавшегося топлива с помощью пневмо- или виброобрушения, а при их отсутствии с помощью специальных пик предотвращают самовозгорание топлива в бункерах. При длительном сжигании газа или мазута опорожнение бункеров исключает возникновение очагов самовозгорания твердого топлива.

4.2.14. Для поддержания установленной шаровой загрузки барабанных мельниц в них должна быть организована регулярная добавка шаров диаметром 40 мм, прошедших термическую обработку, с твердостью не ниже 400 НВ.
Периодичность добавки шаров должна быть такой, чтобы фактическая шаровая загрузка снижалась не более чем на 5 % оптимальной.
Во время ремонта при сортировке шары диаметром менее 15 мм должны быть удалены.

Эффективность работы ШБМ в значительной степени зависит от правильного поддержания шарового режима. Оптимальная степень заполнения барабана шарами зависит от марки топлива и потребности котла в топливе. Эта величина определяется специальными испытаниями котла и пылеприготовительной установки и указывается в режимной карте.

Опыт эксплуатации и результаты испытаний показывают, что с уменьшением диаметра шаров до определенного предела производительность мельницы увеличивается, но одновременно увеличивается и расход шаров. Оптимальный размер диаметра вновь загружаемых шаров для большинства топлив – 40 мм.

Исключением являются топлива, содержащие колчедан (например, подмосковный уголь), для эффективного размола которых к обычным шарам следует добавлять до 40 % шаров диаметром 60 мм.

Интенсивность износа шаров зависит не только от твердости размалываемого топлива, но и еще в большей степени от твердости самих шаров. Снижение качества шаров может увеличить их износ в 2–3 раза. Это делает особо важным соблюдение требований ПТЭ к качеству используемых в ШБМ шаров.

При эксплуатации ШБМ следует помнить, что износ шаров зависит также от степени загрузки барабана топливом. Работа с барабаном, недогруженным топливом, увеличивает число соударений шаров друг о друга и о броню и приводит к увеличению износа металла шаров и брони. Поэтому необходимо стремиться к тому, чтобы мельницы работали постоянно с максимально возможной топливной нагрузкой барабана. По мере дальнейшего износа шаров уменьшается эффективность их работы, снижается производительность мельницы, что вызывает необходимость удаления из барабана отработавших шаров. В связи с этим очень важным мероприятием является своевременная сортировка шаров с удалением «мелочи» (диаметром менее 15 мм).

Контроль шаровой загрузки мельницы может вестись по потребляемой электродвигателем мощности. С этой целью для каждой мельницы должна быть снята загрузочная характеристика, т. е. зависимость потребляемой электродвигателем мощности от шаровой загрузки освобожденного от топлива барабана. Удаление шаров из барабана и их сортировка – очень трудоемкая работа, поэтому для современных мощных мельниц эти операции должны быть механизированы. Вместе с новыми ШБМ на электростанции должны поставляться специальные приспособления, позволяющие производить сортировку шаров и удаление «мелочи» с малой затратой времени и рабочей силы. Такие приспособления должны использоваться на всех электростанциях, оборудованных ШБМ.

4.2.15. Систематически по графику должны осматриваться изнашивающиеся элементы пылеприготовительных установок (била, билодержатели, броня, рабочие колеса, валки, уплотнения и т. п.) и при необходимости заменяться или ремонтироваться. Должны также поддерживаться в исправности защитные устройства, устанавливаемые на быстроизнашивающихся участках (коленах пылепроводов, течках сепараторов и др.).

Необходимость систематического осмотра быстроизнашивающихся элементов систем пылеприготовления и узлов уплотнений очевидна. Следует лишь заметить, что периодичность осмотра и замены или ремонта этих элементов должна быть

увязана с ресурсом их работы, а также с ресурсом других элементов систем пылеприготовления, требующих частого ремонтного обслуживания.

На основании опыта эксплуатации и анализа причин выхода из строя изнашивающихся элементов систем пылеприготовления определяется ресурс их работы и составляется график профилактического ремонтного обслуживания.

4.2.16. Сварочные работы в помещениях пылеприготовительных установок допускаются только на тяжелых и громоздких деталях неработающих установок после освобождения их от пыли при соблюдении мер, предусмотренных положением действующих нормативных документов.

При проведении сварочных работ в помещениях пылеприготовительных установок, если нет возможности вынести свариваемые детали на постоянные специально организованные места для огнеопасных работ, допускается организовать временные места непосредственно в помещениях и на оборудовании пылеприготовительных установок. Места должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения, а производство работ допускается только с оформлением наряда и допуска на временное проведение этих работ. Такие мероприятия предотвращают возгорания и пожары при проведении огнеопасных сварочных работ на оборудовании и в помещениях.

Огневые работы могут проводиться только на неработающей пылеприготовительной установке.

4.2.17. В помещениях пылеприготовительных установок должна соблюдаться чистота, регулярно проводиться тщательная уборка, удаление пыли со стен, подоконников, перекрытий, лестниц, поверхностей оборудования и с других мест отложения пыли. При обнаружении пылений необходимо принимать меры к их немедленному устранению. Особое внимание должно обращаться на предотвращение накапливания пыли на горячих поверхностях оборудования. Уборка помещений должна быть механизированной, без взвихривания пыли. При необходимости ручной уборки пыли ее разрешается выполнять лишь после предварительного увлажнения пыли водой путем разбрызгивания.

Сметать или тушить тлеющий очаг в помещении или внутри оборудования струей воды, огнетушителем либо другим способом, могущим вызвать взвихривание пыли, не допускается.

Отложения пыли, выделившейся в помещениях пылеприготовительных установок, возникают при движении топлива на открытых питателях сырого угля, его просыпях, а также в результате пыления через неплотности пылеприготовительного и пылеподающего оборудования. Наиболее мелкие фракции пыли образуют витающую пыль, которая со временем оседает на конструкциях помещения и оборудования. Крупная пыль накапливается в местах, прилегающих к источникам пыления и просыпи. Образование тлеющих отложений пыли возможно как за счет

тепловыделения работающего оборудования, так и без постороннего источника тепла, т. е. за счет экзотермичности окислительных процессов в долголежащей угольной пыли.

Образование пылевзвеси в помещениях, что может происходить по разным производственным причинам, наличие тлеющих отложений или других источников огня, например огневой сварки, могут быть причиной взрывов в помещениях.

В качестве профилактики по исключению взрывов пылевзвеси в помещениях и по предотвращению появления очагов тлеющей пыли должна производиться уборка помещений, периодичность которой устанавливается исходя из местных условий. Уборка отложений пыли и ее смачивание водой должны производиться без взвихривания.

4.3. ПАРОВЫЕ И ВОДОГРЕЙНЫЕ КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

4.3.1. При эксплуатации котлов должны быть обеспечены:
надежность и безопасность работы всего основного и вспомогательного оборудования;
возможность достижения номинальной паропроизводительности котлов, параметров и качества пара и воды;
экономичный режим работы, установленный на основе испытаний и заводских инструкций;
регулировочный диапазон нагрузок, определенный для каждого типа котла и вида сжигаемого топлива;
изменение паропроизводительности котлов в пределах регулировочного диапазона под воздействием устройств автоматики;
минимально допустимые нагрузки;
допустимые выбросы вредных веществ в атмосферу.

Требования этого пункта раскрывают концептуальное содержание эксплуатации котлов, которое в последующих пунктах Правил и в пояснениях к ним конкретизируется более развернуто.

4.3.2. Вновь вводимые в эксплуатацию котлы давлением100 кгс/см² (9,8 МПа)[1] и выше должны после монтажа подвергаться химической очистке совместно с основными трубопроводами и другими элементами водопарового тракта. Котлы давлением ниже 100 кгс/см² (9,8 МПа) и водогрейные котлы перед вводом в эксплуатацию должны подвергаться щелочению.
Непосредственно после химической очистки и щелочения должны быть приняты меры к защите очищенных поверхностей от стояночной коррозии.

[1] Здесь и ниже приведено номинальное значение давления пара на выходе из котла в соответствии с действующими государственными стандартами.

В процессе изготовления, хранения на монтажной площадке и монтажа котельного агрегата происходит загрязнение барабанов, коллекторов, труб, а также всего пароводяного тракта котла и питательной магистрали окалиной, сварочным гратом, песком, маслом и др. Эти загрязнения во время эксплуатации могут привести

к образованию отложений на теплонапряженных поверхностях нагрева и разрыву труб котла, развитию интенсивной коррозии металла, заносу проточной части турбины. Частицы окалины, отслаиваясь от поверхности металла, могут забивать змеевики котла, дренажи, импульсные трубки.

Для удаления нерастворимых в воде отложений перед вводом котла в эксплуатацию осуществляют его химическую очистку. Предпусковая химическая очистка котла должна производиться на полностью смонтированном и подготовленном к пуску оборудовании. Схема химической очистки разрабатывается применительно к конкретному типу котла; в нее включаются все поверхности нагрева котла, а также оборудование и трубопроводы конденсатно-питательного тракта.

В зависимости от конструкции и условий пуска котла, а также загрязненности труб пароводяного тракта должны применяться следующие технологии очистки:

1. На первом для ТЭС энергоблоке с прямоточным котлом должна проводиться химическая очистка (ХО) тракта высокого давления и парокислородная очистка (ПКО) промежуточного пароперегревателя собственным паром. Со второго котла весь его тракт должен подвергаться ПКО и пассивации сторонним паром.

2. На первом для ТЭС барабанном котле должна проводиться ХО питательного и испарительного трактов котла и ПКО собственным паром пароперегревателя высокого и промежуточного давления. Со второго котла ХО должны подвергаться его испарительные экраны. Питательный тракт, экономайзер, пароперегреватели высокого и промежуточного давления очищаются парокислородным методом с использованием пара постороннего источника. Основной операцией ХО является кислотная промывка, которая проводится, как правило, растворами кислот с ингибиторами (2%-ным раствором серной или 3–4%-ным раствором соляной кислоты) и служит для удаления железоокисных загрязнений. После дренирования отработанного кислотного раствора из экранов топочных поверхностей нагрева для полного удаления кислоты и продуктов ее взаимодействия с отложениями, а также выпавших из раствора загрязнений должна проводиться водная отмывка, с которой обычно совмещается нейтрализация очищенных экранов раствором аммиака до достижения показателя pH, равного 8,5–9,0. Нейтрализованный раствор должен быть также сдренирован.

Основной операцией ПКО является подача дозированного кислорода с концентрацией 0,5–1,0 кг на тонну пара, подаваемого в очищаемый контур в течение 25–50 мин в зависимости от первоначальной загрязненности тракта продуктами коррозии.

Перед началом предпусковой ПКО осуществляется прогрев всего пароводяного тракта котла или его части до температуры, определяющей начало поконтурной очистки. Для прямоточных котлов такая температура выбирается в пределах 190–200 °С, для барабанных котлов – 300 °С.

Верхним пределом допустимого прогрева в ходе очистки являются допустимые рабочие температуры в условиях эксплуатации по элементам оборудования (экономайзер, ПВД, барабан, пароперегреватель). Эти температуры выбираются по заводскому тепловому расчету.

Дозирование кислорода начинается после достижения в очищаемом контуре скорости пара, необходимой для очистки тракта. Парокислородная очистка должна завершаться продувкой тракта расчетным количеством пара без дозировки кислорода, продолжительность которой определяется по уменьшению количества выносимых оксидов железа и составляет 20–60 мин.

Пассивация очищенных экранов происходит параллельно с очисткой пароперегревателя и экономайзера.

Технология подготовки, организации и проведения ПКО должна осуществляться в соответствие с «Методическими указаниями по предпусковой парокислородной очистке и пассивации пароводяного тракта теплоэнергетического оборудования»: РД 34.37.407–86, а ХО – в соответствии с «Методическими указаниями по предпусковой химической очистке теплоэнергетического оборудования».

Котлы давлением менее 100 кгс/см^2 (9,8 МПа) и водогрейные котлы, допускающие более высокие нормы содержания примесей в питательной воде, достаточно подвергнуть перед вводом в эксплуатацию водной промывке и щелочению раствором едкого натра с добавлением тринатрийфосфата. После щелочения должна проводиться пассивация. После окончания ХО и ПКО необходимо составить акт с оценкой результатов очистки. После окончания ХО и восстановления рабочей схемы котел проходит паровое опробование.

4.3.3. Перед пуском котла после среднего или капитального ремонта должны быть проверены исправность и готовность к включению основного и вспомогательного оборудования, КИП, средств дистанционного и автоматического управления, устройств технологической защиты, блокировок, средств информации и оперативной связи. Выявленные неисправности должны быть устранены до пуска.

Перед пуском котла после нахождения его в резерве более 3 сут должны быть проверены: работоспособность оборудования, КИП, средств дистанционного и автоматического управления, устройств технологической защиты, блокировок, средств информации и связи, прохождение команд технологических защит на все исполнительные устройства; исправность и готовность к включению тех устройств и оборудования, на которых за время простоя производились ремонтные работы. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены до пуска.

При неисправности защитных блокировок и устройств защиты, действующих на останов котла, пуск его не допускается.

Проверка исправности КИП, авторегуляторов, устройств защиты и блокировок проводится персоналом котельного цеха и цеха ТАИ.

Пуск котла является сложным процессом по условиям контроля и управления, поэтому требует полного использования проектного объема устройств, обеспечивающих его работу.

В пусковых режимах нарушения критериев надежности оборудования более вероятны, что требует полной контрольной информации для правильной оценки режима и его корректировки по ходу пуска. При неисправности отдельных приборов щита управления, не являющихся основными при управлении и контроле за режимом, пуск котла может быть разрешен только техническим руководителем электростанции.

Сложившиеся принципы управления, согласно которым практически все операции по включению и отключению оборудования и арматуры, так же как и регулирование режима работы котла и параметров пара, производятся со щита, предъявляют жесткие требования к аппаратуре дистанционного управления. При неисп-

равности дистанционного управления механизмами, оперативными регулирующими органами, а также арматурой, используемой при ликвидации аварийных ситуаций, пуск котла не допускается. В случае неисправности дистанционного управления арматурой, не входящей в указанную группу, пуск котла допускается только по специальному разрешению технического руководителя.

Практиковать такие пуски не следует, так как из-за необходимости производить некоторые операции в процессе пуска по месту усложняются условия работы оперативного персонала, увеличивается длительность и понижается надежность пуска, а в случае необходимости аварийного останова часть операций защиты не будет выполнена в заданное время.

Особые требования предъявляются к включению защит и блокировок, автоматически выполняющих все операции, необходимые для предотвращения развития аварий, которые в некоторых случаях могут привести к серьезным повреждениям оборудования с опасностью для персонала. Вероятность возникновения таких аварий при пусках котла особенно велика, а персонал при этом находится в более тяжелых условиях, чем в обычных эксплуатационных режимах, ввиду большой загруженности потоком информации и операциями по управлению.

Особое значение имеет включение защит и блокировок, препятствующих пуску, а также защит, действующих на останов котла, и защитных блокировок, обеспечивающих взрывобезопасные режимы пуска-останова котла при использовании мазута и природного газа.

Такие режимы являются наиболее опасными для оборудования и персонала и требуют экстренных и строго определенных действий.

Ввод и вывод таких защит и блокировок на котлах, введенных в работу после 1988 г. (для блоков с барабанными котлами – после 1990 г.), должны осуществляться автоматически. На котлах, введенных ранее, должен осуществляться автоматический ввод и вывод только защит по погасанию общего факела, а также факела растопочной горелки и защитных блокировок; для остальных защит допускается ввод и вывод существующими в схемах защит средствами. Схемы автоматического ввода-вывода защит и блокировок должны удовлетворять действующим «Техническим условиям на выполнение технологических защит и блокировок при использовании мазута и природного газа в котельных установках в соответствии с требованиями взрывобезопасности».

В соответствии с требованиями немедленного останова котла (п. 4.3.44) пуск его запрещается при неисправности следующих защит:

1. Повышение или понижение уровня в барабане парового котла.
2. Повышение или понижение давления среды перед задвижкой, встроенной в тракт прямоточного котла.
3. Прекращение расхода пара через промежуточный пароперегреватель.
4. Понижение давления воды за водогрейным котлом.
5. Понижение расхода воды через водогрейный котел.
6. Повышение температуры воды на выходе из водогрейного котла.
7. Погасание факела в топке.
8. Понижение давления газа после регулирующего клапана.
9. Понижение давления мазута после регулирующего клапана.
10. Отключение всех дымососов (на котлах с уравновешенной тягой).
11. Отключение всех дутьевых вентиляторов.
12. Отключение всех регенеративных воздухоподогревателей.
13. Отключение всех вентиляторов первичного воздуха.

14. Отключение всех мельничных вентиляторов при транспортировании пыли сушильным агентом от этих вентиляторов.

15. Понижение давления масла в системе смазки мельниц с прямым вдуванием при централизованной подаче масла.

В соответствии с «Правилами безопасности в газовом хозяйстве» и «Правилами взрывобезопасности при использовании мазута в котельных установках»: РД 34-03-351–93, в перечень защит, при неисправности которых пуск котла запрещается, включается дополнительно защита, действующая при розжиге котла на отключение подачи топлива при невоспламенении или погасании факела любой газовой горелки растопочной группы, или защита при невоспламенении первой или погасании факелов всех мазутных горелок или всех газовых горелок, оснащенных предохранительно-запорными клапанами (ПЗК) и запальнозащитными устройствами (ЗЗУ). Также по указанным выше Правилам не разрешается пуск котла при неисправности блокировок:

1. Запрет подачи топлива к котлу при незакрытии хотя бы одной из задвижек с электроприводом на любой горелке.

2. Запрет розжига горелок без вентиляции топки в течение не менее 10 мин.

3. Запрет включения в работу всех горелок, кроме группы растопочных, пока все растопочные горелки не будут включены в работу, на газовых котлах без ПЗК и ЗЗУ.

4. Прекращение подачи топлива в горелку в случае полного закрытия воздушного шибера (клапана) перед горелкой или отключении вентилятора, работающего на эту горелку.

5. Запрет подачи топлива в горелку при отсутствии факела запального устройства этой горелки.

6. Запрет подачи топлива в горелку при наличии ложного сигнала от датчика факела этой горелки.

7. Блокировки запорного устройства на трубопроводе безопасности газовой горелки.

8. Блокировки паровой и мазутной магистрали мазутной горелки.

Здесь следует отметить, что понятие «группа растопочных горелок» было введено в связи с тем, что отсутствовала физическая возможность оснащения всех горелок котлов, находящихся в эксплуатации и использующих газ или мазут, средствами индивидуального контроля за наличием факела и специальной быстродействующей арматуры на топливе у каждой горелки для автоматического исключения подачи топлива (газа или мазута) в горелку при отсутствии ее факела.

Поэтому была «назначена» группа растопочных горелок – это первые зажигаемые при растопке котла горелки, устойчивая совместная работа которых обеспечивает взрывобезопасность на первом этапе растопки, а при погасании любой из них автоматически (защитой) отключается подача топлива к котлу и производится его вентиляция.

Количество и расположение растопочных горелок для вновь поставляемых котлов определяется заводом-изготовителем котла и каждая горелка растопочной группы оснащается средствами индивидуального контроля за наличием факела. Для уже действующих котлов группа растопочных горелок определяется в соответствии с «Рекомендациями СПО Союзтехэнерго по выбору количества и расположения растопочных горелок» (М., 1986). На котлах, проектируемых или модернизируемых в соответствии с «Правилами безопасности в газовом хозяйстве» и «Правилами взрывобезопасности при использовании мазута в котельных установках», все

газовые горелки оснащаются ПЗК и ЗЗУ, а мазутные горелки, с которых может начинаться растопка, – ЗЗУ. На этих котлах не выделяется группа растопочных горелок и растопка может начинаться с любой горелки согласно инструкции по эксплуатации.

Существенно облегчает условия работы персонала и повышает надежность пуска включение авторегуляторов. Использование полного проектного объема автоматизации имеет решающее значение для обеспечения последующей надежной и экономичной эксплуатации котла. Именно поэтому важно перед пуском котла подготовить к включению весь объем пусковых и штатных авторегуляторов.

4.3.4. Пуск котла должен быть организован под руководством начальника смены или старшего машиниста, а после капитального или среднего ремонта – под руководством начальника цеха или его заместителя.

Пуск котла – наиболее сложный режим его работы с большим числом операций по управлению, которые должны проводиться в определенной последовательности и часто за минимальное время. В процессе пуска необходимо поддерживать связь с начальниками смен смежных цехов, а при пуске блока увязывать пусковые операции по котлу и турбине. В этих условиях требуются четкое распределение обязанностей между персоналом оперативной вахты, координация ее действий, высокая оперативная и техническая дисциплина.

Начальник смены (старший машинист) котлотурбинного цеха координирует работу персонала, обеспечивает соблюдение критериев надежности работы оборудования и нормируемое инструкциями время отдельных операций, принимает решения при возникновении ситуаций, непредвиденных в инструкциях. Эта категория персонала наиболее подготовлена к оперативной работе на обслуживаемом оборудовании, имеет сложившиеся связи с подчиненным персоналом и персоналом других цехов и может успешно обеспечить оперативно-техническое руководство пусковыми операциями. Вместе с тем при пуске после ремонта, особенно капитального, участие руководителей цеха становится целесообразным, поскольку такой пуск представляет дополнительную сложность для персонала и значительно отличается от обычного пуска. В процессе этого пуска должны быть выполнены проверка и испытания оборудования, которые при обычном пуске не проводятся и ответственность за которые возложена на руководителей цеха. Кроме того, в период капитального ремонта могут быть внесены изменения в схемы, конструкцию оборудования, техническая оценка которых входит в задачи первого пуска котла после ремонта. Иногда после ремонта требуется уточнение инструкций по пуску и эксплуатации. При пуске после капитального ремонта возрастает также вероятность отказов в работе тех или иных узлов, когда решения должны приниматься на уровне руководителей цеха.

4.3.5. Перед растопкой барабанный котел должен быть заполнен деаэрированной питательной водой.
Прямоточный котел должен быть заполнен питательной водой, качество которой должно соответствовать инструкции по эксплуатации в зависимости от схемы обработки питательной воды.

Предложение о заполнении барабанного котла деаэрированной водой не является строго обязательным, если барабан находится в холодном состоянии. Если же барабан неостывший, то для его заполнения требуется вода с повышенной температурой. В этом случае предложение о заполнении деаэрированной водой оправдано.

Аналогичное предложение в отношении прямоточного котла, начиная с 14-го издания ПТЭ, пересмотрено, и прямоточный котел может быть заполнен недеаэрированной водой независимо от схемы обработки питательной воды.

4.3.6. Заполнение неостывшего барабанного котла разрешается при температуре металла верха опорожненного барабана не выше 160 °С.

Если температура металла верха барабана превышает 140 °С, заполнение его водой для гидроопрессовки не допускается.

При заполнении опорожненного барабана, имеющего температуру металла верха 160 °С, деаэрированной водой с температурой 100 °С температура нижней образующей барабана может снизиться до 80 °С. В этом случае разность температур между верхней и нижней образующими не превысит допустимого значения, которое при останове котла составляет 80 °С (п. 4.3.17).

Что касается запрета подавать воду в котел для гидроопрессовки, если температура верха барабана превышает 140 °С, то это связано прежде всего с практикой применения для этих целей более холодной воды.

4.3.7. Заполнение водой прямоточного котла, удаление из него воздуха, а также операции при промывке от загрязнений должны проводиться на участке до встроенных в тракт котла задвижек при сепараторном режиме растопки или по всему тракту при прямоточном режиме растопки.

Растопочный расход воды должен быть равен 30 % номинального. Другое значение растопочного расхода может быть определено лишь инструкцией завода-изготовителя или инструкцией по эксплуатации, скорректированной на основе результатов испытаний.

При заполнении прямоточного котла водой перед растопкой из него удаляется воздух в целях предупреждения образования воздушных пробок, которые могут явиться причиной пережога труб поверхностей нагрева. Эти операции, предшествующие розжигу горелок, должны, естественно, проводиться только на участке пароводяного тракта котла, входящего в растопочный контур, через который при растопке прокачивается вода.

На прямоточных котлах блочных установок этот растопочный контур при принятых в отечественной практике типовых решениях по пусковым схемам ограничивается в пределах котла узлом встроенных в тракт котла задвижек (ВЗ) и сепараторов (ВС). Часть перегревательного тракта котла, включенная за этим узлом, при принятой сепараторной технологии растопки охлаждается только паром из ВС и в этом смысле находится в условиях, аналогичных перегревательному тракту на барабанном котле; заполнение перегревательной части водой перед растопкой не требуется. Осушка этой части тракта прямоточного котла (выпаривание конденсата,

образовавшегося при простое, и воды после гидравлической опрессовки), так же как и удаление воздуха, осуществляются в начальной фазе растопки на конденсатор турбины через БРОУ (РОУ).

При прямоточном режиме растопки, применяемом на прямоточных котлах, установленных на электростанциях с поперечными связями, в растопочный контур включается весь пароводяной тракт котла и, естественно, заполнение водой и удаление воздуха должны проводиться в пределах всего тракта.

Вывод загрязнений из цикла в процессе растопки прямоточного котла совмещается с начальным периодом растопки за счет размыкания растопочного контура на сбросе или замыкания его на БОУ и проводится, как правило, в рамках технологии и времени, определяемых другими факторами, на основе которых формируются графики-задания пуска котла и блока. Вследствие этого вывод загрязнений осуществляется только из участка тракта прямоточного котла, входящего в растопочный контур. Задержка на начальной фазе растопки для более полного удаления загрязнений, в основном железоокисных, предусматривается только при пусках после длительного простоя (более 3 сут), но и в этих случаях нет необходимости на прямоточных котлах блочных установок, где растопочный контур котла ограничен встроенным узлом, включать в прямоточный контур расположенную за ним часть пароперегревателя, поскольку основная зона этих отложений находится в экранах котла.

Водная промывка части пароперегревателя, расположенной за ВЗ, обычно проводится только при пусках котла после монтажа, капитального ремонта или ремонтных и реконструктивных работ, связанных с массовой заменой труб.

Отмывка питательного тракта и тракта котла до встроенной задвижки производится растопочным расходом.

Подробные указания по водным отмывкам прямоточных котлов содержатся в «Типовой инструкции по ведению водно-химического режима энергоблоков сверхкритического давления»: РД 34-37-510–86.

Розжиг горелок котла при его пуске производится при достижении качества питательной воды, характеризуемого удельной электрической проводимостью до 1 мкСм/см.

Указанный в правилах растопочный расход воды обычно принимается заводами-изготовителями из условия обеспечения надежного гидравлического и температурного режимов поверхностей нагрева, прежде всего топочных экранов, при растопочной нагрузке. При недостаточном уровне массовых скоростей среды в растопочном режиме возможно появление опасной теплогидравлической разверки, межвитковой пульсации, расслоения, что может привести к повреждениям труб. Вместе с тем на ряде котлов, особенно газомазутных с высоким значением массовых скоростей, принимаемых при номинальной нагрузке, допустимые значения растопочных и массовых скоростей обеспечиваются при растопочном расходе воды, меньшим 30 % номинального. Уменьшение растопочного расхода ниже 30 % номинального, если оно не оговорено в инструкции завода-изготовителя, может быть принято на основе материалов специальных испытаний после согласования их результатов с заводом.

4.3.8. Расход сетевой воды перед растопкой водогрейного котла должен быть установлен и поддерживаться в дальнейшей работе не ниже минимального допустимого, определяемого заводом-изготовителем для каждого типа котла.

Величина минимально допустимого расхода сетевой воды перед подачей топлива в горелки водогрейного котла задается, как правило, заводом-изготовителем. Это связано с тем, что по своей конструкции водогрейные котлы допускают во всем диапазоне рабочих тепловых нагрузок ограниченную возможность изменения этого расхода по условиям исключения закипания воды в поверхностях нагрева. Уменьшение расхода ниже номинального, если оно не оговорено в инструкции завода-изготовителя, может быть принято на основе материалов специальных испытаний после согласования их результатов с заводом-изготовителем.

4.3.9. При растопке прямоточных котлов блочных установок давление перед встроенными в тракт котла задвижками должно поддерживаться на уровне 120–130 кгс/см² (12–13 МПа) для котлов с рабочим давлением 140 кгс/см² (13,8 МПа) и 240–250 кгс/см² (24–25 МПа) для котлов на сверхкритическое давление. Изменение этих значений или растопка на скользящем давлении допускается по согласованию с заводом-изготовителем на основе специальных испытаний.

В пояснениях к п. 4.3.7 указывалось, что одним из параметров, определяющих надежность прямоточных котлов в растопочных режимах, является уровень массовых скоростей среды. Другим важным параметром является уровень давления среды в топочных экранах, также оказывающий существенное влияние на их теплогидравлический режим. При поддержании в процессе растопки давления перед ВЗ на уровне, близком к рабочему, уменьшаются теплогидравлические разверки, возможность возникновения межвитковой пульсации потока и расслоения пароводяной смеси.

Однако следует иметь в виду, что в этих общих требованиях по уровню давления перед ВЗ при растопке прямоточных котлов содержится известный запас. При определенном конструктивном выполнении котла может оказаться возможным снижение указанных в Правилах уровней давления, равно как и переход на растопку при скользящем давлении, что в некоторых случаях даст известные эксплуатационные преимущества. Именно поэтому Правилами предусматривается возможность уточнения режима растопки конкретного типа котла на основе специальных испытаний.

Требование п. 4.3.9 формально распространяется на прямоточные котлы блочных установок. Однако его полезно выполнять и на прямоточных котлах электростанций с поперечными связями. В связи с применением на этих котлах прямоточного режима растопки и отсутствием узлов ВЗ и ВС давление, близкое к рабочему, следует поддерживать во всем тракте котла.

С этой же целью давление воды в водогрейном котле поддерживается на уровне, при котором температура кипения значительно превышает температуру нагрева воды. В схемах коммуникаций водогрейного теплофикационного котла обязательными элементами являются рециркуляционная линия с насосами на ней и перемычка для подмешивания обратной воды. Указанная схема позволяет применять рециркуляцию части нагретой в котле воды и подмешивание воды из обратного трубопровода тепловой сети. Рециркуляция воды применяется для защиты котлов от выпадания влаги из дымовых газов при сжигании природного газа и сернокислотной коррозии при сжигании сернистого мазута. При сжигании природного газа

температура сетевой воды на входе в котел искусственно (за счет рециркуляции) поддерживается не ниже 60 °С, а при сжигании сернистых мазутов – не ниже 110 °С. Подмешивание воды из обратного трубопровода применяется для поддержания температуры воды в подающем трубопроводе тепловой сети в соответствии с графиком. Таким образом, режимы работы водогрейного котла должны разрабатываться так, чтобы они обеспечивали требуемые температуры на входе и выходе из котла для его надежной и безопасной работы.

Водогрейные котлы работают обычно при постоянном расходе воды и переменном температурном режиме. Регулирование тепловой производительности котла осуществляется изменением числа работающих горелок и давления топлива перед ними. Минимально допустимый расход воды через котел определяется условиями, позволяющими избежать закипания воды, и устанавливается для каждого типа котла. Средняя скорость воды в отдельно обогреваемых излучением из топки трубах должна быть не менее 1,0 м/с.

4.3.10. Перед растопкой и после останова котла топка и газоходы, включая рециркуляционные, должны быть провентилированы дымососами, дутьевыми вентиляторами и дымососами рециркуляции при открытых шиберах газовоздушного тракта не менее 10 мин с расходом воздуха не менее 25 % номинального.
Вентиляция котлов, работающих под наддувом, водогрейных котлов при отсутствии дымососов должна осуществляться дутьевыми вентиляторами и дымососами рециркуляции.
Перед растопкой котлов из неостывшего состояния при сохранившемся избыточном давлении в пароводяном тракте вентиляция должна начинаться не ранее чем за 15 мин до розжига горелок.

Смесь угольной или торфяной пыли, а также газообразного топлива и мазута с воздухом при определенных условиях взрывоопасна. Для удаления такой смеси из топки и газоходов служит вентиляция котла.

Может быть много причин образования такой смеси внутри котла. Так, газообразное топливо может проникнуть в топочную камеру через неплотную арматуру, а также при аварийном останове котла, когда газовая арматура может закрыться с некоторым опозданием после погасания топки. Газ может попасть в топку также при неправильных операциях во время растопки котла. Большую опасность представляют отложения несгоревшего мазута на стенах и поду топочной камеры, образующиеся во время растопки или при останове котла при неисправности мазутных форсунок или низких давлении и температуре мазута. Причиной возникновения взрывоопасной смеси могут стать также отложения несгоревшего топлива на поверхностях нагрева и в газоходах котла, возможные при его останове.

Для предотвращения взрывов в результате воспламенения взрывоопасной смеси, могущих привести к повреждению оборудования и травмам персонала, Правилами предусматривается обязательная вентиляция топки и газоходов непосредственно после погасания факела и перед растопкой котла. При этом шибера по газовоздушному тракту должны быть установлены в открытое положение, исключающее образование застойных зон в воздухопроводах, горелках, топке и газоходах. У котлов, работающих под разрежением, степень открытия направляющих аппаратов

перед дымососами не должна вызывать перегрузки электродвигателей дымососов. Если котел остановлен защитой, действующей на останов дутьевых вентиляторов, то после деблокировки защиты они должны быть включены для выполнения требуемой Правилами вентиляции.

Особо велика опасность взрыва на котлах, сжигающих газ в качестве резервного или растопочного топлива, поскольку на таких установках при неплотностях арматуры или ошибках персонала взрывоопасная смесь может легко возникнуть в топке или газоходе, а на пылегазовых котлах также проникнуть по пылепроводам в тракт пылеприготовления.

Для исключения возможности подачи газа в горелки без необходимой вентиляции топки в соответствии с «Правилами взрывобезопасности при использовании мазута в котельных установках» и «Правилами безопасности в газовом хозяйстве» должна быть включена блокировка, налагающая запрет на розжиг горелок без вентиляции топки в течение не менее 10 мин. Такая блокировка вводится автоматически при подаче газа к котлу либо существующими в схемах средствами ввода-вывода. Пуск котла при неисправности такой блокировки запрещается. Минимальная продолжительность вентиляции и расхода воздуха на котел определены из условия организации многократного (более 10) воздухообмена в объеме топки и газоходов. Длительность вентиляции перед растопкой котла, находящегося в горячем или неостывшем состоянии (простой менее 48 ч), ограничивается возможностью быстрого охлаждения поверхностей нагрева, конденсации пара в них и попадания влаги на горячие поверхности толстостенных элементов котла (коллекторы паропроводов). Такое переохлаждение поверхностей нагрева может быть причиной не только дополнительных потерь времени и топлива на растопку, но и сокращения ресурсов работы толстостенных элементов котла из-за возможных тепловых «ударов». Поэтому длительность вентиляции перед растопкой неостывшего котла не должна превышать 15 мин.

4.3.11. Перед растопкой котла на газе должна быть произведена контрольная опрессовка газопроводов котла воздухом и проверена герметичность закрытия запорной арматуры перед горелками газом в соответствии с действующими инструкциями.

Высокая степень взрывоопасности газа как топлива связана с достаточно низким порогом и широким диапазоном его опасных концентраций в воздухе.

Поэтому уже при заполнении газопроводов котла газом перед растопкой необходимо исключить его какие-либо утечки в помещение котельной и в топку неработающего котла. С учетом технологического состояния котла и его газопроводов перед растопкой применяются специальные приемы проверки возможных нарушений герметичности сварных и фланцевых соединений газопровода котла, а также запорной арматуры. В случаях, когда подача газа в газопроводы котла производится после ремонта котла или газопроводов, а также после останова котла в холодный резерв осуществляется контрольная опрессовка газопровода воздухом от специального источника через предусмотренный для этих целей штуцер.

Одновременно с опрессовкой проверяется герметичность газовой запорной арматуры котла и предохранительно-запорного клапана (ПЗК). Если перед подачей газа в газопроводы котла они находились в состоянии резерва и отключались от распределительного газопровода котельной только запорной арматурой и ПЗК без установки заглушки, опрессовка воздухом может не проводиться.

Проверка герметичности закрытия ПЗК и первой по ходу газа запорной арматуры у горелки котла в этом случае проводится газом при продувке и заполнении газопровода при открытых свечах безопасности у горелок.

Результаты опрессовки и достаточная герметичность закрытия ПЗК и запорной арматуры на газопроводах каждой горелки оценивается по скорости падения давления воздуха или газа.

Порядок проведения контрольной опрессовки газопроводов котла воздухом и проверки герметичности запорной арматуры и ПЗК устанавливается инструкцией по эксплуатации котла. При неудовлетворительном результате проведения опрессовки и проверки герметичности газовой арматуры необходимо устранить причины этого и повторно провести такие операции.

4.3.12. При растопке котлов должны быть включены дымосос и дутьевой вентилятор, а котлов, работа которых рассчитана без дымососов, – дутьевой вентилятор.

От правильного ведения топочного режима при растопке котла во многом зависит надежность его работы. Включение горелок и подача растопочного топлива в еще не прогретую топку при недостаточном количестве воздуха приводит к осаждению несгоревшего топлива (сажи) на поверхностях нагрева, что в дальнейшем может привести к загоранию этих отложений и значительным повреждениям оборудования. Для обеспечения хорошего воспламенения и полного сгорания растопочного топлива необходимо обеспечить подачу в топку достаточного количества воздуха и равномерно распределить его между включаемыми горелками, руководствуясь при этом «Методическими указаниями по обеспечению равномерности распределения воздуха по горелкам котельных установок». Степень загрузки тягодутьевых машин и положение регулирующих шиберов на горелках регламентируются местными инструкциями и режимными картами.

4.3.13. С момента начала растопки котла должен быть организован контроль за уровнем воды в барабане.
Продувка верхних водоуказательных приборов должна выполняться:
для котлов давлением 40 кгс/см² (3,9 МПа) и ниже – при избыточном давлении в котле около 1 кгс/см² (0,1 МПа) и перед включением в главный паропровод;
для котлов давлением более 40 кгс/см² (3,9 МПа) – при избыточном давлении в котле 3 кгс/см²(0,3 МПа) и при давлении 15–30 кгс/см² (1,5–3 МПа).
Сниженные указатели уровня воды должны быть сверены с водоуказательными приборами в процессе растопки (с учетом поправок).

Поддержание нормального уровня в барабане котла является одним из важнейших условий надежной и безаварийной его работы. Упуск воды из барабана котла может привести к массовых повреждениям экранных труб. При перепитке котла водой, если своевременно не принять меры к останову котла, может произойти заброс воды в пароперегреватель, паропроводы и турбину.

Контроль за уровнем воды в барабане осуществляется следующими способами:
непосредственно по водоуказательным приборам;
при помощи дистанционных электрических указателей уровня, в которых изменение уровня воды в барабане преобразуется в электрический сигнал.

На барабанах котлов должно быть установлено не менее двух водоуказательных приборов, непосредственно соединенных с паровым и водяным пространствами. При наличии двух надежно действующих сниженных дистанционных указателей уровня на барабане котла допускается установка одного водоуказательного прибора прямого действия. При ступенчатом испарении воды на барабанах котлов должно быть установлено не менее чем по одному водоуказательному прибору в чистом и каждом соленом отсеках.

В процессе эксплуатации котлов возможны нарушения работы водоуказательных приборов из-за отложений шлама в водоподводящих трубах и самих колонках. Перекрытие водяной или паровой подводящей трубы вызывает повышение уровня воды в водоуказательном приборе против фактического уровня воды в барабане. Для удаления этих отложений необходимо производить периодические продувки.

Проверка водоуказательных приборов продувкой должна производиться у котлов с рабочим давлением до 24 кгс/см^2 (2,4 МПа) включительно не реже 1 раза в смену, от 24 до 39 кгс/см^2 (2,4–3,9 МПа) включительно – не реже 1 раза в сутки, свыше 39 кгс/см^2 (3,9 МПа) – в сроки, устанавливаемые производственной инструкцией.

Разница в давлении, при котором производится первая продувка водоуказательных приборов во время растопки, для котлов с различным давлением обусловлена тем, что на них установлены манометры с определенным классом точности и шкалой, по которой не представляется возможным выбрать одинаковое более низкое давление первой продувки. Вторая продувка водоуказательных приборов производится у котлов с давлением более 40 кгс/см^2 (4,0 МПа) при 15–30 кгс/см^2 (1,5–3,0 МПа), а не при рабочем давлении (как у котлов с более низким давлением), в связи с опасностью повреждения водоуказательных колонок – прежде всего их стекол из-за роста термических напряжений.

Вследствие разных температур конденсата в импульсных трубках и котловой воды в барабане, а значит, и их плотностей, во время растопки котла показания сниженных указателей уровня и водоуказательных колонок различаются. С ростом давления в котле эта разница показаний уменьшается, так как вторичные приборы выбраны с ее учетом. При избыточном давлении в котле и после сверки правильности показаний сниженных указателей уровня и водоуказательных колонок контроль за уровнем воды в барабане при растопке можно осуществлять по сниженным указателям.

4.3.14. Растопка котла из различных тепловых состояний должна выполняться в соответствии с графиками пуска, составленными на основе инструкции завода-изготовителя и результатов испытаний пусковых режимов.

Режим растопки котла из различных тепловых состояний должен обеспечивать надежность всех его элементов, минимальные расход топлива и потери воды. Для того чтобы эти условия соблюдались при каждой растопке котла и чтобы все пуски из близких тепловых состояний осуществлялись одинаково, должен быть разрабо-

тан график пуска. На графике пуска, включающем растопки из различных тепловых состояний, наносятся основные параметры и необходимые операции, четкое выполнение которых обеспечивает выдерживание всех критериев надежности, задаваемых заводом-изготовителем на основании выполненных расчетов, и минимальную продолжительность пуска.

До окончания монтажа на электростанции котел не может быть испытан на заводе, поэтому для каждого нового типа котла инструкция составляется заводом-изготовителем на основании предшествующего опыта и расчетов.

Выполнение расчетов и моделирование пусковых режимов представляет собой сложную техническую задачу и не всегда дает представительные данные с учетом реальных условий. Поэтому на головных типах котлов с участием наладочной организации должны быть проведены всесторонние испытания пусковых режимов, разработаны графики пуска из различных тепловых состояний, уточнена и согласована с заводом инструкция по пуску.

4.3.15. В процессе растопки котла из холодного состояния после капитального и среднего ремонта, но не реже 1 раза в год должно проверяться по реперам тепловое перемещение экранов, барабанов и коллекторов.

В целях предотвращения дополнительных напряжений в элементах котла необходимо обеспечивать возможность их свободного теплового расширения. Во время ремонта должны быть устранены все возникающие в процессе эксплуатации помехи для температурных перемещений: скопления спрессовавшейся золы под нижними коленами экранных труб в проходах их через обмуровку и шлака под трубами холодных воронок, защемления в песочных затворах, зажатие подвижных частей элементами каркаса, соседними трубными пучками, а также проверена исправность подвижных опор барабана и коллекторов. Особое внимание следует обратить на возможность защемления экранных систем, поэтому в процессе растопки котла после капитального и среднего ремонтов необходимо проверить перемещения барабанов и коллекторов. Для контроля за перемещением элементов при тепловом расширении у котлов производительностью 10 т/ч и выше на барабанах и коллекторах устанавливаются указатели перемещения (реперы); места установки реперов указываются в проекте котла. Во время растопки котла реперы перемещаются относительно неподвижно укрепленной шкалы, по которой определяют размер перемещения. Результаты наблюдений за перемещением коллекторов и барабанов заносятся в формуляры. При выявлении различий между расчетными, установленными заводами-изготовителями, и фактическими перемещениями должны приниматься меры к приведению положения экранов к проектному состоянию. На многобарабанных котлах необходимо обращать внимание на предупреждение повышенных компенсационных напряжений в концах труб задних экранов, завальцованных в нижний барабан; при этом вертикальное смещение нижнего экрана должно рассчитываться по сумме удлинений кипятильных пучков котла и экрана. При недостаточном внимании к контролю за температурными расширениями могут возникать обрывы опорных и натяжных крючьев креплений обогреваемых экранных труб, расстройства вальцованных соединений, трещины в местах приварки опускных и экранных труб к коллекторам, подъем распределительного барабана и другие неполадки и повреждения.

4.3.16. Если до пуска котла на нем проводились работы, связанные с разборкой фланцевых соединений и лючков, то при избыточном давлении 3–5 кгс/см² (0,3–0,5 МПа) должны быть подтянуты болтовые соединения.
Подтяжка болтовых соединений при большем давлении не допускается.

Для придания плотности фланцевым и лючковым соединениям применяются прокладки: на среднем давлении – из паронита, на высоком давлении – металлические гребенчатые.

При сборке фланцевых и закрытии лючковых соединений необходимо обеспечивать чистоту соединительных поверхностей, отсутствие царапин, вмятин, забоин, язвин и других повреждений даже самых ничтожных размеров. Нарушение плотности фланцевых и лючковых соединений обычно начинается с небольшого пропуска – пропаривания, которое постепенно увеличивается. При этом не только разрушается прокладка, но одновременно повреждается металл соединительных поверхностей вследствие эрозии его струей пара, поэтому длительное парение недопустимо.

В начале процесса растопки котла при небольшом избыточном давлении происходит быстрый прогрев фланцевых и лючковых соединений. Возникающая при прогреве разность температур между болтовыми соединениями и фланцами или лючками может вызвать ослабление соединения вследствие дополнительных растягивающих усилий в болтах. Нарушение плотности соединения может произойти и в результате размягчения паронитовых прокладок. Дополнительная подтяжка всех лючковых и фланцевых соединений, которые подвергались разборке во время ремонта, при давлении более 3–5 кгс/см² (0,3–0,5 МПа) запрещена по соображениям безопасности. При более высоком давлении и соответственно больших напряжениях в шпильках (болтах) определенную опасность представляют дополнительные напряжения, возникающие при подтяжке. Задержка с выполнением этой операции в отдельных случаях приводит к пробиванию фланца или лючка, что опасно для персонала.

4.3.17. При растопках и остановах котлов должен быть организован контроль за температурным режимом барабана. Скорость прогрева и охлаждения нижней образующей барабана и перепад температур между верхней и нижней образующими барабана не должны превышать допустимых значений:

Скорость прогрева при растопке котла, °С/10 мин 30
Скорость охлаждения при останове котла, °С/10 мин 20
Перепад температур при растопке котла, °С 60
Перепад температур при останове котла, °С 80

В процессе растопки и останова котла в барабане возникают температурные напряжения, вызванные разностью температур между верхней и нижней образующими барабана Dq. Перепад температур в стенке барабана зависит от толщины стенки d и скорости изменения температуры насыщения V_{t_s}:

$$\Delta\theta = \frac{V_{t_s}\,\delta^2}{2a},$$

где a – коэффициент температуропроводности.

Установка термопары на внутренней стенке барабана и вывод ее наружу для измерения указанной разности температур представляют известные трудности, поэтому взамен перепада температур обычно определяют скорость изменения температуры насыщения, которую и сравнивают с допустимой. Для измерения температуры насыщения устанавливают термопары на пароотводящей и водоспускной трубах барабана.

Разность температур между верхом и низом барабана возникает главным образом из-за разных условий теплообмена между стенкой и греющей средой в паровом и водяном объемах. Прогрев при растопках верхней части барабана происходит быстрее, чем нижней, из-за конденсации пара с высоким коэффициентом теплоотдачи. Более того, в первый момент появления пара конденсация на внутренней поверхности верхней образующей барабана сопровождается тепловым ударом, если барабан был холодным, и наблюдается рост температуры верхней образующей со скоростью заведомо выше допустимой. Этот непродолжительный и неизбежный процесс в расчет не принимается. Скорость роста температуры в этот и последующие моменты определяется по термопарам на нижней образующей барабана либо по термопаре на водоспускной трубе. Прогрев нижней части барабана происходит *в результате теплообмена с нагреваемой водой за счет ее циркуляции и зависит* от интенсивности движения воды. Прогрев нижней части барабана до температуры насыщения происходит заметно медленнее, чем верхней, что, собственно, и определяет разность температур между образующими.

При остановах, наоборот, верхняя часть барабана расхолаживается значительно медленнее нижней из-за низкого коэффициента теплоотдачи от насыщенного пара к металлу. И даже в режимах естественного остывания котла, когда скорость снижения температуры насыщения минимальная, разность температур между верхом и низом барабана может достигать предельных значений.

Критерии по температурному режиму барабана при пусках и остановах котлов из различных тепловых состояний были пересмотрены в 1990 г. на техническом совещании в ОРГРЭС по вопросу оценки термонапряженного состояния котлов высокого давления при пусках, остановах и переменных режимах. В результате обсуждения были согласованы следующие изменения в действовавших тогда директивных материалах:

1. Отказаться от деления барабанов на две группы (изготовления до 1970 г. и после); принять допустимую величину скорости прогрева барабана при растопке единой во всем интервале давлений пара (тот же принцип – при останове).

2. Контролировать скорость прогрева и охлаждения барабана (наряду с температурой насыщения) по температуре металла низа барабана, где сосредоточиваются трещины; принять за базу интервал времени 10 мин. Таким образом, скорость изменения температуры определяется как средняя не за 1 мин, а за 10 мин (что, наверное, более важно для малоинерционного замера температуры пара в пароотводящей трубе и воды – в водоспускной, а не для инерционного замера температуры металла барабана) и сравнивается с допустимыми значениями при растопке и останове. Тем самым не принимаются в расчет возможные более высокие скорости прогрева, но за более короткий промежуток времени.

4.3.18. Включение котла в общий паропровод должно производиться после дренирования и прогрева соединительного паропровода. Давление пара за котлом при включении должно быть равно давлению в общем паропроводе.

Для паропровода характерны большая протяженность, сложная конфигурация и значительная разница в толщине отдельных деталей – труб, арматуры и соединительных фасонных деталей, например тройников. При прогреве паропровода, его деталей и арматуры для снижения возникающих тепловых напряжений существенное значение имеет исправность его тепловой изоляции, опор, креплений и возможности свободного расширения паропровода при его прогреве.

В начале прогрева пар, поступающий в паропровод, конденсируется. Во избежание гидравлических ударов конденсат должен удаляться через дренажи. При гидравлических ударах процесс прогрева прекращается и паропровод усиленно дренируют. При правильно выбранных точках дренирования, сечениях дренажных линий, уклонах паропровода гидравлические удары при прогреве не возникают.

По мере прогрева металла конденсация пара уменьшается.

Коэффициент отдачи тепла от конденсирующего пара к стенкам паропровода значителен, поэтому внутренние слои металла нагреваются больше, чем наружные, и возникают разность температур по толщине стенок и дополнительные внутренние напряжения в металле. Прогрев фланцев, арматуры и соединительных частей, имеющих большую толщину стенки, отстает от прогрева паропроводных труб. При быстром нагреве в этих деталях, а также в местах их приварки к паропроводам могут возникнуть опасные дополнительные термические напряжения, которые ведут к образованию трещин. Поэтому скорость прогрева паропроводов обычно определяется с учетом условий прогрева арматуры, фланцев и других фасонных деталей.

В процессе прогрева производятся наблюдения и контроль за расширениями паропровода по установленным реперам и проверяется состояние опор и подвесок. При защемлении паропровода или при значительном ослаблении подвесок следует приостановить прогрев и устранить неисправности.

Наиболее рационально начинать прогрев соединительного паропровода с момента розжига горелок. Для реализации этой технологии дренирование соединительного паропровода осуществляется перед задвижками, отключающими его от магистрального, при открытых перед началом растопки главных паровых задвижках котла. Такая схема прогрева соединительных паропроводов котлов высокого давления позволяет получить к моменту окончания растопки температуру пара и металла на конечном участке паропроводов, близкую к температуре перегретого пара за котлом.

Включение котла в общий паропровод с давлением в барабане котла, отличающимся от давления в общем паропроводе, может привести к резкому изменению режима работы как включаемого, так и работающего оборудования. Если давление в барабане котла значительно выше, чем в магистрали, то паросъем с подключаемого котла резко увеличивается и возможен заброс воды в пароперегреватель за счет набухания уровня в барабане. Это может привести к быстрому снижению температуры пара перед ближайшими к подключаемому котлу работающими турбинами. Если же давление пара в барабане котла меньше, чем в магистрали, то за счет поступления перегретого пара из магистрали возможны существенное уменьшение расхода пара через перегреватель и резкое ухудшение его охлаждения, а также тепловой удар в стенке барабана.

4.3.19. Переход на сжигание твердого топлива (начало подачи в топку пыли) на котлах, работающих на топливах с выходом летучих менее 15 %, разрешается при тепловой нагрузке топки на растопочном топливе не ниже 30 % номинальной. При работе на топливах с выходом летучих более 15 % разрешается подача пыли при меньшей тепловой нагрузке, которая должна быть установлена местной инструкцией исходя из обеспечения устойчивого воспламенения пыли.

При пуске котла после кратковременного простоя (до 30 мин) разрешается переход на сжигание твердого топлива с выходом летучих менее 15 % при тепловой нагрузке топки не ниже 15 % номинальной.

Для надежного воспламенения угольной пыли при растопке котла топочная камера предварительно прогревается растопочным топливом. Степень необходимого прогрева зависит от реакционной способности угля, его влажности и зольности; чем меньше реакционная способность угля, тем труднее его воспламенить и тем в большей степени должна быть предварительно прогрета топка. Начальный прогрев топочной камеры осуществляется на растопочном топливе – мазуте или газе, которые легко воспламеняются даже в холодной топке.

Режим, при котором во время растопки котла допускается включение мельничных систем с подачей топлива или сбросом запыленного воздуха в топку, а также включение пылепитателей в системах с промежуточным бункером пыли, зависит от марки топлива и устанавливается местной инструкцией с учетом опыта эксплуатации.

Подача угольной пыли в недостаточно прогретую топку приводит не только к потерям топлива, но и к образованию наносов несгоревшей пыли на поверхностях нагрева, могущих привести к пожару в газоходах со значительными повреждениями оборудования.

Наибольший прогрев топочной камеры во время растопки требуется для котлов, сжигающих антрацитовый штыб и тощие угли. Для этих котлов на растопочном топливе производится не только первоначальный прогрев топки, но и подъем нагрузки до 30 % номинальной. Следует отметить, что уровень нагрузки котла, при котором обеспечивается надежное воспламенение слабореакционного топлива, зависит от состояния футеровки зажигательного пояса, тонкости помола топлива и других факторов.

При включении систем пылеприготовления и питателей пыли необходимо внимательно следить за температурой газов в конвективной шахте и за регенеративным воздухоподогревателем. Резкий подъем этой температуры в период растопки может явиться признаком загорания отложений сажи или топлива в газоходе котла.

Если растопка котла производится после кратковременного простоя, когда топочная камера не успела остыть, устойчивое воспламенение пыли слабореакционного топлива может быть обеспечено при более низкой тепловой нагрузке топки, чем при растопке холодного котла.

4.3.20. Режим работы котла должен строго соответствовать режимной карте, составленной на основе испытания оборудования и инструкции по эксплуатации. В случае реконструкции котла и изменения марки и качества топлива режимная карта должна быть скорректирована.

Режимная карта является руководством для обслуживающего персонала по ведению режима работы котла и вспомогательного оборудования. Она составляется на основании результатов режимно-наладочных или балансовых испытаний котла. При наличии на электростанции нескольких однотипных котлов, работающих на одинаковом топливе, испытания в полном объеме могут быть проведены на одном из этих котлов. Для остальных котлов этой серии по результатам нескольких опытов в режимную карту вносятся необходимые уточнения.

Режимно-наладочные испытания вновь введенного в эксплуатацию котла выполняются сразу же после окончания первичной наладки режима. На период первичной наладки обслуживающему персоналу выдаются временные режимные указания. Режимная карта требует замены или корректировки при переходе на сжигание нового вида или марки топлива, после реконструкции топочной камеры, изменения компоновки поверхностей нагрева. Отдельные коррективы вносятся в режимную карту после выполнения таких ремонтных работ, как уплотнение топки и газоходов, замена кубов или набивки воздухоподогревателей, установка дополнительных средств очистки поверхностей нагрева, замена или наплавка изношенных лопаток дымососа и др.

Режимная карта составляется для тепловых нагрузок, охватывающих полный диапазон допустимых нагрузок котла. В ней должны быть указаны значения основных параметров котла: температур питательной воды, первичного и вторичного пара, пара перед впрысками, уходящих газов, подогрева мазута для мазутных котлов, воздуха перед воздухоподогревателем для сернистых и влажных топлив и давления в коробе первичного воздуха для пылеугольных котлов.

Одним из основных показателей, характеризующих режим котла, является избыток воздуха, поэтому в режимной карте для каждой нагрузки котла должно быть указано значение содержания кислорода или углекислого газа в дымовых газах за пароперегревателем. Кроме того, в режимной карте даются указания о количестве и режиме работы горелок или форсунок, расходе топлива (на газомазутных котлах), количестве и загрузке включенных в работу тягодутьевых машин. Целесообразно включать в режимную карту некоторые показатели, облегчающие поддержание оптимального режима, как например, температуру газов в поворотной камере, давление воздуха за воздухоподогревателем, сопротивление воздухоподогревателя, расход воздуха на мельницы и др.

В режимной карте указывается, для каких условий работы котла она составлена (основные характеристики топлива, наличие подсветки факела мазутом или газом, режим очистки поверхностей нагрева, положение регулирующих органов на воздухопроводах перед горелками и на линиях рециркуляции газов и т. д.).

Для пылесистем с промежуточным бункером пыли составляется отдельная режимная карта, в которой указываются оптимальные параметры системы пылеприготовления (шаровая загрузка мельницы, тонкость и влажность пыли, разрежение перед мельницей, ее аэродинамическое сопротивление, температура сушильного агента за мельницей, расход вентилирующего воздуха и загрузка мельничного вентилятора). Основные параметры работы мельничных систем в схемах прямого вдувания также вносятся в режимную карту котла.

Настройка системы автоматического регулирования котла должна соответствовать указаниям режимной карты.

4.3.21. При работе котла должны соблюдаться тепловые режимы, обеспечивающие поддержание допустимых температур пара в каждой ступени и каждом потоке первичного и промежуточного пароперегревателей.

Превышение в эксплуатации допустимой температуры пара приводит к уменьшению долговечности металла труб и коллекторов пароперегревателей. В зависимости от длительности и степени превышения фактической температуры над допустимой оно может вызвать ускорение ползучести и окалинообразования (коррозии) металла. При расчете котла и выборе марок стали и размеров труб, коллекторов и других элементов принимаются определенные запасы исходя из нормативной интенсивности указанных процессов.

Значения допустимых температур должны быть указаны в инструкции по эксплуатации котла в соответствии с данными завода-изготовителя или специальных испытаний.

В эксплуатации контролируется, как правило, температура пара, а не превышающая ее температура металла труб пароперегревателей. В радиационных ступенях пароперегревателя, расположенных на стенах топки, и в ширмах это превышение может достигнуть 100 °С и больше; в конвективных ступенях разность температуры металла и пара значительно меньше. Испытания котла и лабораторные исследования дают возможность оценить температуру металла по температуре пара.

Средняя температура пара, измеряемая в паропроводах между ступенями пароперегревателя, а также в коллекторах, отличается от температуры пара в отдельных трубах вследствие теплогидравлической разверки в поверхности нагрева. Поэтому показания приборов, контролирующих средние значения температуры, в том числе на выходе из первичного или промежуточного пароперегревателя, не дают значения температуры в отдельных трубах. Средние значения температур за ступенями пароперегревателя задаются в режимной карте с учетом температурной разверки, определенной в процессе режимно-наладочных испытаний при различных режимах работы котла. Следует, однако, иметь в виду, что степень, а в некоторых случаях и характер температурной разверки могут изменяться вследствие нарушения нормальной работы горелочных устройств, неравномерного загрязнения труб и других эксплуатационных причин. Это делает необходимым кроме контроля по средним температурам пара выполнение дополнительного штатного контроля температур по отдельным змеевикам пароперегревателя, выводимого на регистрирующий прибор, располагаемый на щите управления. Такой дополнительный контроль температур следует осуществлять в строго ограниченном объеме, проводя измерения только по характерным, наиболее чувствительным к отклонениям режима, «горячим» змеевикам, которые должны быть определены при испытаниях головного образца каждого типа котла.

4.3.22. При работе котла верхний предельный уровень воды в барабане должен быть не выше, а нижний предельный уровень не ниже уровней, устанавливаемых на основе данных завода-изготовителя и испытаний оборудования.

Повышение уровня воды в барабане способствует уносу капелек котловой воды из-за уменьшения высоты и увеличения напряжения парового объема. Вместе с каплями происходит унос солей котловой воды, что приводит к заносу пароперег-

ревателя, проточной части турбины и вследствие этого к снижению ее мощности и экономичности. В котлах высокого давления наряду с капельным уносом имеет место избирательный унос из котла растворимых в паре окислов металла и кремнекислых соединений.

На разных электростанциях качество исходной воды различно; требования ПТЭ к качеству перегретого пара, котловой и питательной воды для ТЭЦ и КЭС неодинаковы, они зависят также от давления пара. Поэтому для котлов каждой электростанции верхний предельный уровень воды в барабане, устанавливаемый заводом-изготовителем, должен быть скорректирован на основе теплохимических испытаний и эксплуатационных наблюдений. Испытания проводятся после окончания наладки топочного режима и достижения номинальных параметров при номинальной нагрузке котла.

Нижний предельный уровень воды в барабане, так же как и верхний, устанавливается по данным завода-изготовителя и проверяется в процессе эксплуатации. Нижний предельный уровень воды устанавливается таким образом, чтобы во время работы котла была полностью исключена возможность перегрева стенок барабана (в случае его обогрева газами) или нарушений циркуляции. Снижение уровня воды в барабане ниже предельного может нарушить условие входа воды без кипения в опускные трубы; захват в них пара может обусловить опрокидывание циркуляции воды в подъемных трубах. Поэтому автомат питания котла должен быть настроен на поддержание нормального уровня воды в установленных пределах. Необходимо также поддерживать в исправном состоянии технологические защиты, действующие при аварийном повышении или снижении уровня воды в барабане, и соответствующую сигнализацию.

4.3.23. Поверхности нагрева котельных установок с газовой стороны должны содержаться в эксплуатационно чистом состоянии путем поддержания оптимальных режимов и применения механизированных систем комплексной очистки (паровые, воздушные или водяные аппараты, устройства импульсной очистки, виброочистки, дробеочистки и др.). Предназначенные для этого устройства, а также средства дистанционного и автоматического управления ими должны быть в постоянной готовности к действию.

Периодичность очистки поверхностей нагрева должна быть регламентирована графиком или местной инструкцией.

Поддержание поверхностей нагрева котла в эксплуатационно чистом состоянии при сжигании твердого и жидкого топлива является одним из необходимых условий надежной работы котельного агрегата в рабочем диапазоне нагрузок. Интенсивное загрязнение поверхностей нагрева и их шлакование, как правило, связаны с нарушением оптимального воздушного и топливного режимов топки и горелок, вынужденным по тем или иным ограничениям частичным их отключением, сжиганием непроектного топлива или смеси топлива, нарушением графика работы имеющихся средств очистки. Интенсивное загрязнение или шлакование поверхностей нагрева влекут за собой подъем температуры газов на выходе из топки и, как следствие этого, – дополнительное загрязнение (шлакование) последующих поверхностей нагрева котла, появление повышенных неравномерностей по темпе-

ратуре и скорости газов в отдельных пакетах и змеевиках, увеличение температуры перегретого пара и металла труб пароперегревателя, повышение сопротивления газового тракта котла и снижение его экономических показателей.

Шлакование топочных поверхностей нагрева и пароперегревателя при повышении общих или локальных температур газа определяется физико-химическими характеристиками минеральной части топлива.

Повышенное содержание SiO_2 и Al_2O_3 в золе топлива характеризует ее тугоплавкость и шлакования при сжигании такого топлива не наблюдается. Наиболее чувствительными к повышению температуры газов с точки зрения шлакования оказываются котлоагрегаты, сжигающие топлива, в золе которого повышенное содержание Fe_2O_3, CaO, MgO. Основное средство предотвращения шлакования – это прежде всего правильное ведение топочного режима с использованием профилактических средств очистки.

Для очистки конвективных поверхностей нагрева котла в зависимости от его конструкции и свойств сжигаемого топлива применяются: виброочистка, паровая обдувка, дробеочистка. График и периодичность работы этих средств очистки устанавливаются на основании результатов наладки и опыта эксплуатации и определяются местной инструкцией.

Интенсивное загрязнение поверхностей нагрева воздухоподогревателя в первую очередь отмечается в «холодных» пакетах, когда температура их металла оказывается ниже так называемой температуры точки росы дымовых газов, существенно зависящей от содержания серы и зольности топлива.

Для уменьшения интенсивности загрязнения поверхностей нагрева воздухоподогревателя следует применять соответствующий предварительный подогрев воздуха на входе в воздухоподогреватель. Такой подогрев особенно необходим в период растопки, когда температура уходящих газов и металла воздухоподогревателя ниже рабочих значений.

Для предотвращения сажистых отложений в воздухоподогревателе в процессе растопки следует контролировать работу растопочных горелок, не допуская затягивания их факела и несгоревших частиц топлива в верх топки.

Для очистки регенеративных воздухоподогревателей как в процессе растопки котла, так и при его работе необходимо использовать установленные средства очистки. Обычно для этого применяется паровая обдувка.

4.3.24. При эксплуатации котлов, как правило, должны быть включены все работающие тягодутьевые машины. Длительная работа при отключении части тягодутьевых машин допускается при условии обеспечения равномерного газовоздушного и теплового режима по сторонам котла. При этом должна быть обеспечена равномерность распределения воздуха между горелками и исключен переток воздуха (газа) через остановленный вентилятор (дымосос).

Тягодутьевые установки выбираются для котла в соответствии с аэродинамическим расчетом, выполняемым заводом-изготовителем с запасами против расчетных значений параметров: 10 % по производительности и 15 % по напору (давлению). Эти запасы включают также необходимые резервы в характеристиках машин для регулирования нагрузки котла.

Установка тягодутьевых машин с большим запасом по параметрам нецелесообразна, так как это приведет к необходимости работать значительную часть времени с пониженной экономичностью. Выбор машин без запаса по производительности и напору может привести к ограничению нагрузки котла даже при небольшом превышении расчетного аэродинамического сопротивления тракта или при необходимости поддержания режима работы котла с повышенным избытком воздуха.

При работе котла обслуживающий персонал должен обеспечить равномерное распределение воздуха по секциям воздухоподогревателя, воздухопроводам, раздающим воздух по сторонам котла, и отдельным горелкам. Особенно важно сохранить оптимальное распределение потоков при останове одного из вентиляторов, учитывая, что нарушение равномерного распределения воздуха между работающими горелками может привести к значительному ухудшению процесса горения, увеличению потерь с недожогом топлива, шлакованию поверхностей нагрева, сепарации пыли на под топки, появлению температурных перекосов в топочной камере и газоходах.

При наличии на котле нескольких регенеративных воздухоподогревателей (РВП) все они постоянно должны находиться в работе и через них должен обеспечиваться одинаковый пропуск газов и воздуха. При аварийном останове одного из РВП необходимо разгрузить котел до нагрузки, при которой обеспечивается равномерная и достаточная подача воздуха к работающим горелкам.

Схема воздухопроводов и управление работающим котлом должны выполняться таким образом, чтобы включение и отключение отдельных мельниц, изменение режима их работы не отражались на равномерности распределения воздуха между работающими горелками, не приводили к перекосам по сторонам котла.

Указанные выше положения в равной степени относятся и к газовому тракту, схема которого должна обеспечить равномерный отсос газов по ширине котла при останове одного из дымососов. Нарушение этой равномерности также приводит к ухудшению режима горения, снижению экономичности, шлакованию и ухудшению условий работы поверхностей нагрева.

Дымососы, дутьевые вентиляторы, дымососы рециркулирующих газов, вентиляторы первичного воздуха должны быть оборудованы экономичными регулирующими органами (направляющими аппаратами, приводами с изменяющейся частотой вращения и др.). Применение неэкономичного дроссельного регулирования допускается только на мельничных вентиляторах, которые, как правило, работают с постоянной производительностью.

4.3.25. На паровых котлах, сжигающих в качестве основного топлива мазут с содержанием серы более 0,5 %, в регулировочном диапазоне нагрузок его сжигание должно осуществляться, как правило, при коэффициентах избытка воздуха на выходе из топки менее 1,03. При этом обязательно выполнение установленного комплекса мероприятий по переводу котлов на этот режим (подготовка топлива, применение соответствующих конструкций горелочных устройств и форсунок, уплотнение топки, оснащение котла дополнительными приборами контроля и средствами автоматизации процесса горения).

Наличие серы в мазуте (0,5–4,5 %) определяет дополнительные условия по организации его сжигания, соблюдение которых исключало бы или существенно уменьшало трудности, которые возникают в эксплуатации из-за низкотемператур-

ной коррозии воздухоподогревателей и воздуховодов, а также дымовых труб. Одним из основных таких условий является организация режимов сжигания мазута с коэффициентом избытка воздуха менее 1,03.

Наиболее интенсивной коррозии подвергаются трубы и пакеты воздухоподогревателей со стороны входа в них холодного воздуха, поэтому растопка котла на сернистом мазуте должна производиться с предварительно включенной системой подогрева воздуха перед воздухоподогревателем.

Конденсация паров серной кислоты, объемное содержание которых в дымовых газах при сжигании сернистого мазута составляет лишь несколько тысячных долей процента, происходит при температурах, на 50–100 °С превышающих температуру конденсации водяных паров.

Интенсивность низкотемпературной коррозии зависит от температуры соответствующей поверхности и содержания в дымовых газах серного ангидрида, вступающего в реакцию с водяными парами с образованием серной кислоты.

Исследованиями установлено, что содержание серного ангидрида SO_3 в уходящих газах снижается при сжигании мазута с малыми избытками воздуха в топке Особенно резкое снижение содержания SO_3 и температуры точки росы дымовых газов происходит при сжигании мазута с избытком воздуха, близким к стехиометрическому (0,01–0,015). Однако существующие в настоящее время методы измерения и системы автоматизации, а также наличие присосов в топочной камере не позволяют внедрить в эксплуатацию столь низкие избытки воздуха. Более реальной задачей является внедрение режима сжигания сернистого мазута с коэффициентом избытка воздуха на выходе из топки 1,02–1,03. Опыт передовых электростанций показывает, что переход на работу с указанным коэффициентом избытка воздуха в сочетании с другими антикоррозионными мероприятиями позволил увеличить, например, срок службы набивки РВП в 2–3 раза. Сжигание мазута с малыми избытками воздуха снижает вредные выбросы окислов азота в атмосферу на 10–30 % и повышает экономичность котлоагрегата. Однако работа с малыми избытками воздуха требует достаточно высокой культуры эксплуатации, хорошего состояния оборудования, наличия и исправности приборов контроля и системы автоматики.

Переход на сжигание мазута с малым коэффициентом избытка воздуха на выходе из топки ($\alpha_т'' = 1,03$) может быть осуществлен только при условии выполнения ряда требований к оборудованию, главным из которых является плотность топочной камеры. Повышенные присосы воздуха, не участвующего в горении, не позволяют обеспечить полное сгорание мазута при малых значениях $\alpha_т''$. Диапазон нагрузок, при которых допускается работа с малыми избытками воздуха по условиям полного выгорания топлива, проверяется специальными испытаниями. Если испытания выявят, что при снижении нагрузки котла ниже определенного уровня режим работы с малыми избытками воздуха приводит к появлению недожога, необходимо при пониженных нагрузках переходить на работу с более высоким избытком воздуха в топке, о чем должно быть указано в режимной карте котла.

Важным условием является также наличие постоянно действующих и налаженных кислородо- и дымомеров. Правильность показаний кислородомеров должна регулярно проверяться с помощью переносных газоанализаторов. Следует помнить, что несоблюдение перечисленных выше требований при сжигании мазута с малыми избытками воздуха может привести к увеличению потерь с химическим и механическим недожогами, отложениям на поверхности нагрева сажи, которая может загореться и вызвать значительные повреждения оборудования. Кроме того, выброс сажистых частиц загрязняет воздушный бассейн.

4.3.26. Мазутные форсунки перед установкой на место должны быть испытаны на водяном стенде в целях проверки их производительности, качества распыливания и угла раскрытия факела. Разница в номинальной производительности отдельных форсунок в комплекте, устанавливаемом на мазутный котел, должна быть не более 1,5 %. Каждый котел должен быть обеспечен запасным комплектом форсунок.
Применение нетарированных форсунок не допускается.

Экономичность и надежность котла в значительной степени зависят от качества работы мазутных форсунок. Равномерное распределение топлива между всеми работающими горелками – непременное условие для обеспечения его полного выгорания. Строгое соблюдение этого условия особенно важно для мазутных котлов, работающих с малыми избытками воздуха, когда повышенная подача мазута отдельными форсунками из-за недостатка воздуха в горелках приводит к попаданию недогоревших частиц и сажи в газоходы котла, а сниженная подача мазута – к увеличению коэффициента избытка воздуха с дальнейшим ростом выброса оксидов азота и низкотемпературной коррозии. Не меньшее значение имеет качество распыливания мазута на выходе из форсунок. Ухудшение распыливания может произойти из-за некачественного изготовления форсунки, неправильной ее сборки или установки, износа отдельных элементов или закоксования в процессе эксплуатации. При плохом распыливании ухудшаются условия для выгорания топлива, может появиться сепарация капель мазута на под и стены топки, наброс факела на экранные поверхности. Особенно важно обеспечить хорошее распыливание мазута при растопке котла, когда нужно добиться хорошего воспламенения и сгорания топлива в еще не прогретой топочной камере.

Проверка устанавливаемых на котел форсунок производится на специальном водяном стенде. Стенды для тарировки форсунок должны устанавливаться на всех электростанциях, сжигающих мазут в качестве основного топлива, а также на электростанциях, где мазут применяется для растопки котлов с помощью механических или паромеханических форсунок. При тарировке форсунок перед установкой на котел проверяются их производительность при давлении, близком к рабочему давлению мазута, качество распыла и угол раскрытия факела.

Следует иметь в виду, что в процессе эксплуатации мазутные форсунки изнашиваются, закоксовываются, вследствие чего ухудшается распыл мазута, изменяется производительность форсунок. Поэтому периодически, в соответствии с указанием в местной инструкции, производится контрольная проверка на стенде установленных на котле форсунок с отбраковкой тех из них, которые по своим характеристикам не соответствуют необходимым условиям. Для непрерывной работы котла Правилами устанавливается требование обеспечения каждого из них запасным комплектом форсунок.

Подробно правила проверки форсунок на стенде и устройство самого водяного стенда приведены в «Сборнике распорядительных документов по эксплуатации энергосистем» (теплотехническая часть). Ч. 1. § 1.5.

На электростанции (котельной) должен быть выделен ответственный за стенд и проверку на нем мазутных форсунок.

4.3.27. Работа мазутных форсунок, в том числе растопочных, без организованного подвода к ним воздуха не допускается. При эксплуатации форсунок и паромазутопроводов котельной должны быть выполнены условия, исключающие попадание мазута в паропровод.

Быстрое воспламенение и полное сгорание жидкого топлива возможны лишь при своевременном контакте его по выходе из форсунок с достаточным количеством воздуха. Особенно важно обеспечить перемешивание распыляемого форсункой мазута с воздухом при растопке котла, когда топочная камера не успела прогреться. Отсутствие достаточного количества воздуха у устья горелки или плохое перемешивание его с мазутом может привести к забросу несгоревшего мазута на экранные поверхности и под топки, выносу его из топочной камеры с последующим осаждением и возможным загоранием на поверхностях нагрева в конвективной шахте и газоходах котла.

Обычно растопочные мазутные форсунки вставляются в амбразуры основных горелок и обеспечиваются воздухом от этих горелок. В тех случаях, когда растопочные форсунки вводятся в топку отдельно от основных горелок, к ним должен быть подведен горячий воздух, или форсунки должны устанавливаться таким образом, чтобы распыливаемый мазут сразу же по выходе из форсунки попадал в поток воздуха от основной горелки или от специальных шлиц.

Для продувки механических форсунок применяется пар с давлением обычно меньшим, чем давление мазута. При неправильной схеме паро- и мазутопроводов в пределах котла или при неисправности арматуры мазут может попасть в паровую магистраль и загрязнить пароводяной тракт котла. В целях исключения попадания мазута в пароводяной тракт схема подачи мазута к форсункам выполняется в соответствии со «Сборником распорядительных документов по эксплуатации энергосистем» (теплотехническая часть). Ч. 1. § 1.3.

Линия подачи пара к форсункам должна быть автономной, отделенной от других паропроводов. Все дренажи системы продувок форсунки собираются в отдельный бак, из которого затем перекачиваются в устройства для очистки загрязненного мазутом конденсата.

4.3.28. При эксплуатации котлов температура воздуха, °С, поступающего в воздухоподогреватель, должна быть не ниже следующих значений:

Вид топлива	Воздухоподогреватель трубчатый	Воздухоподогреватель регенеративный
Бурые угли ($S_{пр} \le 0{,}4$ %), торф, сланцы	50	30
Канско-ачинские бурые угли	65	–
Каменный уголь ($S_{пр} \le 0{,}4$ %), антрациты	30	30
Экибастузский уголь ($S_{пр} \le 0{,}4$ %)	75	55
Бурый уголь ($S_{пр} > 0{,}4$ %)	80	60
Подмосковный бурый уголь ($S_{пр} > 0{,}4$ %)	140	–
Каменный уголь ($S_{пр} > 0{,}4$ %)	60	50
Мазут с содержанием серы:		
более 0,5 %	110	70
0,5 % и менее	90	50

Температура предварительного подогрева воздуха при сжигании сернистого мазута должна быть выбрана такой, чтобы температура уходящих газов в регулировочном диапазоне нагрузок котла была не ниже 150 °С.

В случае сжигания мазута с предельно малыми коэффициентами избытка воздуха на выходе из топки (менее 1,03) или применения эффективных антикоррозионных средств (присадок, материалов, покрытий) температура воздуха перед воздухоподогревателями может быть снижена по сравнению с указанными значениями и установлена на основании опыта эксплуатации.

Растопка котла на сернистом мазуте должна проводиться с предварительно включенной системой подогрева воздуха (калориферы, система рециркуляции горячего воздуха). Температура воздуха перед воздухоподогревателем в начальный период растопки на мазутном котле должна быть, как правило, *не ниже 90 °С*.

В пояснениях к пп. 4.3.23 и 4.3.25 уже говорилось, что для надежной работы низкотемпературных поверхностей нагрева, а следовательно, и котла, необходимо обеспечить такой температурный режим, чтобы исключить интенсивный занос и низкотемпературную коррозию этих поверхностей.

Когда температура металла набивки «холодного» слоя регенеративного воздухоподогревателя или труб рекуперативного (трубчатого) воздухоподогревателя опускается ниже точки росы, на поверхности образуется тонкая пленка воды, которая насыщается кислородом и двуокисью углерода из дымовых газов, что вызывает коррозию и интенсивное налипание золы. Низкотемпературная коррозия значительно интенсифицируется при сжигании сернистых топлив благодаря образованию на поверхностях раствора серной кислоты из серного ангидрида SO_3, образующегося в дымовых газах. Температура точки росы дымовых газов зависит от содержания серы, влажности и зольности топлива. Для полного исключения низкотемпературной коррозии поверхности нагрева температура ее металла должна быть выше точки росы дымовых газов на 10 °С во всем диапазоне нагрузок. Выполнение этого условия только за счет повышения температуры уходящих газов (например, за счет сокращения поверхности нагрева воздухоподогревателя или его байпасирования частью воздуха) по экономическим и техническим соображениям оказывается нецелесообразным, а в ряде случаев и невозможным. Более экономичным является предварительный подогрев воздуха перед поступлением в воздухоподогреватель.

Необходимая температура подогрева выбирается с учетом характеристики сжигаемого топлива таким образом, чтобы температура металла воздухоподогревателя была или выше температуры точки росы дымовых газов (для низких температур точки росы), или находилась в области температур, где скорость коррозии невелика (менее 0,2 мм в год). При сжигании сернистых топлив такой интервал температур составляет 95–110 °С. Наименьшую температуру воздуха на входе в воздухоподогреватель (30 °С) требуют сухие несернистые топлива типа кузнецких каменных углей. Такая температура воздуха обычно обеспечивается забором воздуха или части его дутьевыми вентиляторами из котельного помещения либо за счет рециркуляции горячего воздуха во всасывающий короб вентиляторов.

Необходимый при сжигании сернистых топлив подогрев воздуха осуществляется обычно в паровых калориферах, работающих на отборном паре турбин. Калориферный подогрев экономичнее схемы с использованием рециркуляции горячего воздуха. В отдельных случаях в зоне низких температур для предварительного подогрева воздуха возможно использование стеклянных воздухоподогревателей или воздухоподогревателей с промежуточным теплоносителем. При сжигании подмосковного бурого угля с большим содержанием серы для повышения температуры стенки воздухоподогревателя применяется так называемый каскадный воздухоподогреватель, когда за счет частичной рециркуляции перед холодными пакетами подмешивается более горячий воздух от последующих пакетов. Во всех случаях для предотвращения коррозии газоходов котла после воздухоподогревателя температура уходящих газов должна быть на 10 °С выше температуры точки росы, если не применены какие-либо специальные антикоррозионные покрытия.

4.3.29. Все котлы, сжигающие твердое топливо в пылевидном состоянии с потерями тепла от механической неполноты сгорания, превышающими 0,5 %, должны быть оборудованы постоянно действующими установками для отбора проб летучей золы в целях контроля за указанными потерями. Периодичность отбора проб уноса должна быть установлена местной инструкцией, но не реже 1 раза в смену при сжигании АШ и тощих углей и не реже 1 раза в сутки при других топливах.

При сжигании некоторых твердых топлив потери тепла с механическим недожогом q_4 во многом определяют экономичность котлоагрегата. Эти потери, как правило, увеличиваются с уменьшением реакционной способности топлива. Уровень этих потерь при сжигании одной и той же марки топлива может колебаться в значительных пределах в зависимости от конструктивных особенностей топочной камеры, состояния зажигательного пояса и горелок, плотности топки и различных режимных факторов.

Потери тепла с механическим недожогом складываются из потерь со шлаком и уносом. Нарушения режима работы котла или изменение качества топлива отражаются на обеих составляющих этих потерь. Потери со шлаком составляют обычно незначительную долю общих потерь с механическим недожогом q_4, поэтому их регулярный контроль, как правило, не производится. Однако при резких нарушениях топочного режима, переходе на новый вид топлива, а также на котлах, где наблюдается постоянная сепарация несгоревшей пыли в низ топочной камеры, контроль за содержанием углерода в шлаке необходим.

Основная доля потерь тепла с механическим недожогом приходится на потери с уносом. Для контроля за содержанием в золе несгоревших частиц Правилами предусматривается выполнение на всех котлах, где потери q_4 превышают 0,5 %, специальной установки для отбора проб уноса. Этот отбор может производиться перед или за последней поверхностью нагрева (обычно до или после первой ступени воздухоподогревателя) с каждой стороны газохода котла. Представительность отбираемых эксплуатационной установкой проб золы должна проверяться во время испытаний котла сравнением их со средней пробой, составленной из проб, отобранных из многих точек сечения газоходов с помощью трубок различных конструкций (см. Теплотехнические испытания котельных установок. М.: Энергоатомиздат, 1991).

В виде исключения может быть допущен отбор уноса из пульпы под золоуловителями. Из проб, отобранных из каждой течки, делают среднюю пробу, которую после отстоя и подсушки сдают на анализ. Представительность проб, отбираемых под золоуловителями, обязательно должна проверяться обычной уносной установкой, включенной перед золоуловителями.

Периодичность отбора проб уноса зависит от вида сжигаемого топлива и его стабильности. На котлах, сжигающих такие слабореакционные топлива, как АШ и тощие угли, когда потери q_4 превышают 1,5–2 %, отбор проб уноса следует производить ежесменно. С такой же периодичностью рекомендуется отбирать пробы при сжигании на котле нескольких видов топлива совместно или попеременно. Процесс отбора пробы должен производиться непрерывно в течение всего периода работы котла после достижения им эксплуатационной нагрузки.

4.3.30. Обмуровка котлов должна быть в исправном состоянии. При температуре окружающего воздуха 25 °С температура на поверхности обмуровки должна быть не более 45 °С.

Для повышения экономичности котла необходимо иметь минимальные потери тепла в окружающую среду через его обмуровку.

В процессе эксплуатации котла в обмуровке возникают неплотности за счет трещин, разрывов обшивки, сжатия эластичных набивок в уплотнительных и расширительных швах, узлах прохода труб через обмуровку в нижней части топки, потолочном перекрытии, конвективной шахте. Неплотности в обмуровке ведут к увеличению присосов воздуха в газоходы котла и снижению экономичности его работы. Большие неплотности и выбивание газов при разрушении или обвале обмуровки могут привести к разогреву несущих балок каркаса и останову котла.

Все это определяет важность постоянного контроля над исправным состоянием обмуровки.

Участки элементов котлов и трубопроводов с повышенной температурой поверхности, с которыми возможно непосредственное соприкосновение обслуживающего персонала, должны быть покрыты тепловой изоляцией, обеспечивающей температуру наружной поверхности не более 55 ° С при температуре окружающей среды не более 25 °С. Эти условия изложены в «Правилах устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» и подтверждены ГОСТ 25.365–82.

Температура поверхности обмуровки не более 45 ° С (при температуре окружающего воздуха 25 °С) принята в ПТЭ исходя из предупреждения травматизма (ожогов) персонала и выполнения Правил техники безопасности (ПТБ): РД 34.03.201–97 (М.: ЭНАС, 1997).

Требования ПТЭ и ПТБ не противоречат «Правилам устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов», а несколько ужесточают условия выполнения тепловой изоляции. Это в первую очередь связано с условиями обслуживания котельного оборудования ТЭС, где вокруг котла сконцентрировано множество горячих трубопроводов, коробов, арматуры импульсных линий и т. д.

4.3.31. Топка и весь газовый тракт котлов должны быть плотными. Присосы воздуха в топку и в газовый тракт до выхода из пароперегревателя для паровых газомазутных котлов паропроизводительностью до 420 т/ч должны быть не более 5, для котлов

производительностью выше 420 т/ч – 3 %, для пылеугольных котлов – соответственно 8 и 5 %.
Топки и газоходы с цельносварными экранами должны быть бесприсосными.
Присосы в газовый тракт на участке от входа в экономайзер (для пылеугольных водогрейных котлов – от входа в воздухоподогреватель) до выхода из дымососа должны быть (без учета золоулавливающих установок) при трубчатом воздухоподогревателе не более 10, при регенеративном – не более 25 %.
Присосы в топку и газовый тракт водогрейных газомазутных котлов должны быть не более 5, пылеугольных (без учета золоулавливающих установок) – не более 10 %.
Присосы воздуха в электрофильтры должны быть не более 10, в золоулавливающие установки других типов – не более 5 %.
Нормы присосов даны в процентах теоретически необходимого количества воздуха для номинальной нагрузки котлов.

Недостаточная плотность котла часто является одной из главных причин его низкой надежности и экономичности. Через неплотности в топочной камере и газоходах котла, работающего под разрежением, подсасывается холодный воздух. Расчеты показывают, что увеличение присосов в топку на 20 % снижает КПД котла более чем на 1 %, а увеличение присосов воздуха в конвективную шахту котла на 10 % снижает его КПД примерно на 0,6 %. Кроме того, увеличение присосов воздуха в газовый тракт котла приводит к перерасходу электроэнергии на тягу и в некоторых случаях является причиной ограничения нагрузки котла из-за недостаточной производительности дымососов. Присосы в топочную камеру, уменьшая количество воздуха, организованно подаваемого в горелки, ухудшают условия воспламенения и сгорания топлива, увеличивая при этом потери тепла с механическим недожогом. Подсос холодного воздуха в нижнюю часть топки ухудшает условия для выхода жидкого шлака. Местные присосы в различных частях топочной камеры могут явиться причиной усиленного шлакования. В связи со сказанным, Правилами устанавливаются предельные нормы присосов воздуха для котлов, работающих под разрежением. Их выполнение вполне реально, о чем свидетельствует опыт эксплуатации многих электростанций, где вопросу уплотнения газового тракта уделяется достаточное внимание.

Наиболее сложной задачей в большинстве случаев бывает обеспечение достаточной плотности топочной камеры. Основными местами присосов в топке являются холодная воронка или шлакоспускная шахта, места установки горелок и прохода труб через обмуровку, сопряжение стен топки и газохода, а также лючки, лазы, гляделки и обдувочные аппараты. Неплотности в топке и газоходах могут быть результатом неудачной конструкции отдельных узлов, неудовлетворительного изготовления и монтажа оборудования, некачественных ремонтов и упущений в эксплуатации.

Следует отметить, что доведение присосов до нормы (если они вызваны некачественным монтажом или ремонтом оборудования) представляет большие трудности. Поэтому перед вводом в эксплуатацию вновь смонтированного котла проверяют на плотность топочную камеру и газоходы, считая эту операцию в пусковой период одной из важнейших. Аналогичную проверку на плотность следует

делать и после окончания ремонта котла. Уменьшение присосов воздуха в топку и газоходы – один из важнейших показателей качества ремонта. Повышенные нормы присосов воздуха в газовом тракте котлов, оборудованных РВП, определяются трудностью достижения стабильных показателей плотности РВП при применяемых до настоящего времени конструкциях уплотнений.

Если при удовлетворительном контроле за плотностью трубчатых воздухоподогревателей присосы воздуха в них могут поддерживаться около 5 %, то утечки воздуха в газовый тракт у регенеративных воздухоподогревателей около 15 % при существующих конструкциях уплотнений можно считать вполне приемлемыми.

Плотность топки и газоходов еще более важно поддерживать на котлах, работающих под наддувом и имеющих цельносварные экраны. Утечки газов через неплотности котла с наддувом могут привести к недопустимой загазованности котельного отделения. Неплотности могут возникать в сочленениях газоплотных панелей, местах прохода труб через панели, лючках и лазах. Для исключения утечки газа в местах выхода труб к коллекторам у котлов под наддувом выполняются так называемые «теплые ящики», куда подается воздух под давлением, несколько превышающим давление внутри газохода котла. Перетоки воздуха в РВП из воздушной части в газовую у котлов с наддувом достигают таких же значений, как и в обычных котлах, поэтому контроль за состоянием уплотнений и регулировка их также должны производиться регулярно.

4.3.32. Плотность ограждающих поверхностей котла и газоходов должна контролироваться путем осмотра и определения присосов воздуха 1 раз в месяц. Присосы в топку должны определяться не реже 1 раза в год, а также до и после среднего и капитального ремонта. Неплотности топки и газоходов котла должны быть устранены.

Для обеспечения оптимального топочного режима, достижения минимальных затрат электроэнергии на тягу и дутье и наименьших потерь тепла с уходящими газами необходим постоянный контроль за плотностью котла.

При приемке смены обслуживающим персоналом во время обхода котла проверяется состояние плотности топки и газового тракта и там, где это возможно, немедленно устраняются такие местные присосы, как открытые или неплотно прикрытые лючки, гляделки, дверцы и др. О местах выявленных и неустраненных присосов воздуха следует доложить начальнику смены для принятия мер ремонтным персоналом.

Для визуального определения мест присосов на неработающем котле газовый тракт ставится под разрежение и с помощью зажженного факела выявляются места присосов. В местах неплотностей факел будет отклоняться внутрь газохода. С этой же целью можно производить опрессовку котла с помощью дутьевых вентиляторов. При этом в воздух подмешивают красящие вещества (охру, мел) и по отложениям их на внешних элементах котла определяют места неплотностей. Для этой цели можно использовать также дымовые шашки.

Правилами предусматривается ежемесячная проверка плотности котла с помощью газового анализа. Отбор газов на анализ производится одновременно в двух сечениях газоходов: за одной из пароперегревательных поверхностей нагрева (в точке с температурой 500–600 °С) и за дымососами. На котлах с регенеративными

воздухоподогревателями рекомендуется осуществлять дополнительно газовый анализ перед РВП.

Газовый анализ производится при помощи переносных газоанализаторов. Для правильного определения среднего состава дымовых газов сечения газоходов предварительно тарируются и в дальнейшем к показаниям газоанализаторов в контрольной точке при необходимости вводится поправочный коэффициент.

Присос воздуха на каком-либо участке газохода определяется как разность коэффициентов избытка воздуха в конце и начале этого участка:

$$\Delta\alpha = \alpha''_g - \alpha''_{пе},$$

где $\Delta\alpha$ – присосы воздуха на участке пароперегреватель-дымосос;

α''_g – коэффициент избытка воздуха за дымососом;

$\alpha''_{пе}$ – коэффициент избытка воздуха за пароперегревателем.

С периодичностью 1 раз в год рекомендуется проверять плотность топочной камеры. Наиболее точно присосы в топку могут быть определены сведением полного теплового и воздушного балансов. Поскольку такие измерения сложны, в условиях эксплуатации для этой цели рекомендуется использовать упрощенный метод, изложенный в книге «Теплотехнические испытания котельных установок» (М.: Энергоатомиздат, 1991). Суть этого метода заключается в определении при постоянном расходе воздуха через воздухоподогреватель разницы избытков воздуха при нормальном разрежении вверху топки и работе топки под давлением (разрежении внизу топки, равном нулю). Определение присосов воздуха в топочную камеру и газоходы с помощью газового анализа производится при нагрузке котла, близкой к номинальной. Предусмотренные Правилами проверки плотности котла с помощью газового анализа до и после текущего, среднего и капитального ремонтов необходимы для оценки эффективности проведенных во время ремонта работ по уплотнению котла.

4.3.33. Эксплуатационные испытания котла для составления режимной карты и корректировки инструкции по эксплуатации должны проводиться при вводе его в эксплуатацию, после внесения конструктивных изменений, при переходе на другой вид или марку топлива, а также для выяснения причин отклонения параметров от заданных.
Котлы должны быть оборудованы необходимыми приспособлениями для проведения эксплуатационных испытаний.

Эксплуатационные (режимно-наладочные) испытания серийных котлов обычно проводятся силами самих электростанций или наладочными группами АО-энерго. В полном объеме испытания проводятся при вводе в эксплуатацию первого из серии одинаковых для данной электростанции котлов. Целью этих испытаний является разработка режимной карты и составление нормативной характеристики.

Испытаниям предшествует наладка котла и вспомогательного оборудования (настройка топочного режима, режимов работы пылеприготовительных установок, золоулавливания и золоудаления, проверка температурных условий работы пароводяного тракта, наладка калориферов, средств очистки поверхностей нагрева и др.). Программа испытаний включает несколько серий опытов, имеющих целью определение влияния различных режимных факторов (схемы включения го-

релок, избытка воздуха, тонкости пыли и др.) на тепловые потери и КПД котла, а также на расход электроэнергии на собственные нужды. Эти опыты проводятся при номинальной или близкой к ней нагрузке. При найденном таким образом оптимальном режиме проводятся опыты при нескольких нагрузках, которые служат основой для составления режимной карты. При испытании газомазутных котлов оптимальный избыток воздуха определяется при нескольких нагрузках.

При выборе оптимального режима кроме экономичности котлоагрегата следует учитывать и такие факторы, как обеспечение допустимых температур металла труб поверхностей нагрева, нормального выхода жидкого шлака, длительной бесшлаковочной работы котла и отсутствие условий, способствующих развитию высоко- и низкотемпературной коррозии.

На последующих однотипных котлах электростанции испытания могут производиться по сокращенной программе для возможной корректировки режимной карты и нормативной характеристики, составленной для первого котла.

Если на котлах электростанции попеременно сжигаются несколько видов топлива, испытания проводятся на каждом из них. При необходимости одновременного сжигания двух видов топлива (например угля и газа) проводятся специальные испытания для определения оптимального режима сжигания смеси топлив (распределения топлива и воздуха между горелками, избытка воздуха и др.).

Перед переходом на сжигание другого вида топлива на остановленном котле производится внутренний осмотр топки и газоходов. Так, при переходе с газообразного топлива на АШ или тощий уголь проверяется состояние горелок, зажигательного пояса (шипов и футеровки), системы охлаждения леток, шлакоудаляющих устройств, золоуловителей, средств очистки поверхностей нагрева. При переходе на сжигание нового (непроектного) вида топлива также проводятся испытания котла для составления режимной карты и нормативной характеристики. Во всех случаях перехода на новый вид топлива проверяется работа пароводяного тракта, для чего организуются специальные измерения тепловосприятия элементов этого тракта, на основании которых определяется объем необходимой реконструкции. При переходе на сжигание более реакционного топлива (с большим выходом летучих) предусматривается решение вопросов обеспечения взрывобезопасности его размола и сжигания. При переходе на сжигание топлива с более легкоплавкой золой решаются вопросы обеспечения бесшлаковочной работы котла.

Повторные эксплуатационные испытания котла после внесения конструктивных поправок проводятся только в том случае, если последние могут изменить экономические показатели котла, диапазон допустимых нагрузок и потребовать корректировки режимной карты. Так, например, реконструкция горелок может привести к изменению значения оптимального избытка воздуха, потерь тепла с механическим и химическим недожогом; реконструкция конвективных поверхностей нагрева может изменить потери тепла с уходящими газами, условия их очистки и т. д.

Необходимость проведения внеочередных испытаний может возникнуть также в процессе эксплуатации при отклонении основных параметров от нормальных значений. Целью таких испытаний является определение причин, вызвавших эти отклонения, и разработка мероприятий по их устранению. На основании проведенных режимных испытаний вносятся коррективы в инструкцию по эксплуатации котла.

Необходимые приспособления для проведения испытаний следует устанавливать при изготовлении и монтаже котла.

В распоряжении цеха наладки или режимной группы должен быть исправный парк приборов, необходимый для проведения эксплуатационных испытаний и наладочных работ. Необходимый парк приборов и приспособлений приведен в Нормативах оснащения лабораторным и сервисным оборудованием тепловых подразделений ТЭС.

4.3.34. При выводе котла в резерв или ремонт должны быть приняты меры для консервации поверхностей нагрева котла и калориферов в соответствии с действующими указаниями по консервации теплоэнергетического оборудования.

Стояночная коррозия вызывается агрессивным действием кислорода воздуха, контактирующего с влажной поверхностью пароводяного тракта при выводе котла в резерв или ремонт. Стояночная коррозия поражает практически все поверхности котла от экономайзера до пароперегревателя, особенно участки труб, образующие петли, где скапливается конденсат. Характерная особенность стояночной коррозии – образование на поверхности металла язвин, накопление продуктов коррозии, что интенсифицирует коррозионные процессы при последующей эксплуатации оборудования.

Для предотвращения стояночной коррозии применяют различные методы консервации в зависимости от характера и длительности простоя, а также типа и конструктивных особенностей оборудования.

Способы консервации барабанных котлов:

1. «Сухой» останов котла.

Сухой останов применяется для котлов любых давлений при отсутствии в них вальцовочных соединений труб с барабаном.

Сухой останов проводится при плановом останове в резерв или ремонт на срок до 30 сут, а также при аварийном останове.

Методика сухого останова заключается в следующем.

После останова котла в процессе его естественного остывания или расхолаживания дренирование начинается при давлении 0,8–1,0 МПа. Промежуточный пароперегреватель обеспаривают на конденсатор. После дренирования закрывают все вентили и задвижки пароводяной схемы котла.

Дренирование котла при давлении 0,8–1,0 МПа позволяет после опорожнения за счет тепла, аккумулированного металлом, обмуровкой и изоляцией, сохранить температуру металла в котле выше температуры насыщения при атмосферном давлении. При этом происходит подсушка внутренних поверхностей барабана, коллекторов и труб.

2. Поддержание в котле избыточного давления.

Поддержание в котле давления выше атмосферного предотвращает доступ в него кислорода воздуха. Избыточное давление поддерживается при протоке через котел деаэрированной воды. Консервация при поддержании избыточного давления применяется для котлов любых типов и давлений. Этот способ осуществляется при выводе котла в резерв или ремонт, не связанный с работами на поверхностях нагрева, на срок до 10 сут. На котлах с вальцовочными соединениями труб с барабаном допускается применение избыточного давления на срок до 30 сут.

3. Кроме указанных способов консервации на барабанных котлах применяются:
гидразинная обработка поверхностей нагрева при рабочих параметрах котла;
гидразинная обработка при пониженных параметрах пара;

гидразинная «выварка» поверхностей нагрева котла;
трилонная обработка поверхностей нагрева котла;
фосфатно-аммиачная «выварка»;
заполнение поверхностей нагрева котла защитными щелочными растворами;
заполнение поверхностей нагрева котла азотом;
консервация котла контактным ингибитором.

Способы консервации прямоточных котлов:

1. «Сухой» останов котла.

Сухой останов применяется на всех прямоточных котлах независимо от принятого водно-химического режима. Он проводится при любых плановых и аварийных остановах на срок до 30 сут. Пар из котла через ПСБУ частично выпускают в конденсатор так, чтобы в течение 20–30 мин давление в котле снизилось до 30–40 кгс/см^2 (3–4 МПа), при этом ВЗ остаются открытыми. Открывают, дренажи входных коллекторов НРЧ и водяного экономайзера, закрывают ПСБУ. При снижении давления до нуля котел обеспаривают на конденсатор. Вакуум поддерживают не менее 15 мин.

2. Гидразинная и кислородная обработка поверхностей нагрева при рабочих параметрах котла.

Гидразинная и кислородная обработка проводится в сочетании с сухим остановом. Методика проведения гидразинной обработки прямоточного котла такая же, как и барабанного.

3. Заполнение поверхностей нагрева котла азотом.

Заполнение котла азотом осуществляется при избыточном давлении в поверхностях нагрева. Консервация азотом применяется на котлах любых давлений на электростанциях, имеющих азот от собственных установок.

4. Консервация котла контактным ингибитором.

Консервация котла контактным ингибитором применяется для любых типов котлов независимо от применяемого водно-химического режима и проводится при выводе котла в резерв или ремонт на срок от 1 мес. до 2 лет.

Способы консервации водогрейных котлов:

1. Консервация раствором гидроксида кальция.

Защитная пленка сохраняется в течение 2–3 мес. при опорожнении котла от раствора после 3–4 или более недель контакта. Гидроксид кальция применяется для консервации водогрейных котлов любых типов на электростанциях, имеющих водоподготовительные установки с известковым хозяйством. Данный способ консервации регламентирован «Методическими указаниями по применению гидроксида кальция для консервации теплоэнергетического оборудования и другого промышленного оборудования на объектах Минэнерго»: РД 34.20.593–89.

2. Консервация раствором силиката натрия.

Силикат натрия применяется для консервации водогрейных котлов любых видов при выводе котла в резерв на срок до 6 мес или выводе котла в ремонт на срок до 2 мес.

Подробные указания по способам и методике выполнения консервации для характерных условий простоя содержатся в «Методических указаниях по консервации теплоэнергетического оборудования»: РД 34.20.591–97.

4.3.35. Внутренние отложения из поверхностей нагрева котлов должны быть удалены при водных отмывках во время растопок и остановов или при химических очистках.

Периодичность химических очисток должна быть определена местными инструкциями по результатам количественного анализа внутренних отложений.

Водные отмывки являются одним из средств поддержания в чистоте внутренних поверхностей нагрева пароводяного тракта прямоточных котлов. Отложения, образующиеся при работе, представляют собой комбинацию водовымываемых (соединения натрия, кальция, магния) и водоневымываемых (окислы железа, меди) примесей. При водных отмывках в периоды пусков и остановов котлов растворяются водовымываемые примеси, что нарушает механические связи в слое накипи, а окислы железа и меди частично выпадают в виде механической взвеси и уносятся промывочной водой. При работе котла менее 1 500 ч или его простое менее 3 сут вывод загрязнений из пароводяного тракта котла и блока осуществляется за время, предусмотренное графиками-заданиями для проведения технологических операций по растопке котла; дополнительного времени и специального режима для водной отмывки пароводяного тракта не требуется. Специальные водные отмывки проводятся только при пусках котла после простоя более 3 сут (включая пуски после окончания ремонта), при остановах котла, проработавшего более 1 500 ч, а также в тех случаях, когда во время рабочей кампании имелись резкие нарушения норм ПТЭ по качеству питательной воды, кроме того, при пусках котла после простоя менее 3 сут в том случае, когда время его работы превышало 1 500 ч и отсутствовала возможность промывки котла при останове.

Вывод загрязнений из цикла при специальных водных отмывках, так же как и при пусках после короткого простоя, когда специальные водные отмывки не проводятся, осуществляется только из участка тракта котла до встроенной задвижки, являющегося основной зоной отложений.

Промывки перегревательного тракта котла, расположенного за ВЗ, предусматриваются только после капитального ремонта или ремонтных и реконструктивных работ, связанных с массовой заменой труб.

Водные отмывки регламентированы «Типовой инструкцией по ведению водно-химического режима энергоблоков сверхкритического давления»: ТИ 34-70-050–86, РД 34-37-510–86.

Необходимость периодической промывки пароперегревателей барабанных котлов от солевых отложений определяется тем, что в отличие от прямоточных котлов на барабанных имеет место загрязнение пара котловой водой.

Периодичность эксплуатационных химических очисток пароводяного тракта котла зависит от скорости роста теплопроводности и защитных свойств отложений, образующихся на поверхности труб во время эксплуатации.

Проведение эксплуатационной очистки пароводяного тракта котла обязательно при достижении предельной температуры или загрязненности труб, расположенных в наиболее теплонапряженных участках.

На качество и количество отложений существенное влияние оказывает водный режим.

О количестве и свойствах отложений судят по показаниям термопар и вырезкам образцов труб, которые производятся из поверхностей, расположенных в зонах максимальных тепловых напряжений.

Наиболее объективными являются данные температурного контроля, однако в связи со сложностью его организации обязательно должны проводиться периодические вырезки образцов труб.

Эксплуатационные очистки обязательны, если на поверхностях нагрева котла обнаруживаются свищи и отдулины, образовавшиеся в результате отложений.

Эксплуатационная очистка необходима также перед переводом на новый водно-химический режим. Периодичность химической очистки и технология проведения подробно изложены в «Методических указаниях по эксплуатационной химической очистке котлов энергоблоков сверхкритического давления» РД 34.57.403–91 и «Типовой инструкции по эксплуатационным химическим очисткам водогрейных котлов»: РД 34.37.402–96.

4.3.36. Подпитывать остановленный котел с дренированием воды в целях ускорения охлаждения барабана не допускается.

Указанное требование объясняется опасением возникновения увеличенных напряжений, связанных с разностью температур между верхней и нижней образующими барабана, и в настоящее время представляется неактуальным. Последние исследования выявили, что данные напряжения в 5–10 раз меньше напряжений из-за разности температур по толщине стенки и не играют заметной роли в формировании максимальных значений напряжений в стенке (Электрические станции. 1996. № 3. С. 16).

Отметим, что этот метод расхолаживания котла крайне неэффективен.

4.3.37. Спуск воды из остановленного котла с естественной циркуляцией разрешается после понижения давления в нем до 10 кгс/см² (1 МПа), а при наличии вальцовочных соединений – при температуре воды не выше 80 °С. Из остановленного прямоточного котла разрешается спускать воду при давлении выше атмосферного, верхний предел этого давления должен быть установлен местной инструкцией в зависимости от системы дренажей и расширителей.

При останове котлов блочных электростанций должно производиться обеспаривание промежуточного пароперегревателя в конденсатор турбины.

В процессе остывания остановленного котла контуры естественной циркуляции с экранными, водоопускными и пароотводящими трубами остывают сравнительно быстро по сравнению с барабаном. При спуске воды из неостывшего котла происходит более быстрое (по сравнению со стенками барабана) охлаждение развальцованных либо приваренных концов экранных труб и приваренных к барабану штуцеров. Эта неравномерность охлаждения вызывает термические напряжения в местах соединения экранных труб с телом барабана. При достижении определенного напряжения может произойти нарушение соединения, что наблюдается при соединении труб методом развальцовки. Что касается соединения труб различного диаметра с барабаном методом сварки напрямую либо через штуцера, то, как показывает анализ изменения температурного и напряженного состояния в процессе расхолаживания и опорожнения барабана, выполненный ВТИ и ОРГРЭС, при останове с опорожнением барабана при давлении выше атмосферного уровень напряжения в стенке барабана в несколько раз ниже, чем в стационарном режиме номинальной нагрузки котла.

Отсутствие в прямоточных котлах вальцовочных соединений позволяет производить спуск воды из остановленного котла при давлении выше атмосферного Верхний предел этого давления для каждого типа котла устанавливается местной инструкцией в зависимости от разрешенного давления и температуры, на которые рассчитаны дренажная система и расширители.

Полное обеспаривание промежуточного пароперегревателя необходимо производить на всех блоках для обеспечения эксплуатационной надежности и предотвращения повреждений коллекторов и начальных участков паропроводов. При останове котла без обеспаривания через 4 ч начинается конденсация пара в змеевиках с последующими периодическими выбросами конденсата из змеевиков в неостывшие коллекторы. Эти явления при частой повторяемости вызывают термоусталостные повреждения (трещины) в толстостенных элементах тракта.

Обеспаривание промежуточного пароперегревателя необходимо также для исключения неконтролируемого разогрева рабочих лопаток последних ступеней ЦВД турбины.

По указанным соображениям на блоках с прямоточными котлами, оборудованных узлом встроенных сепараторов, при любом останове следует производить также (хотя это и не указано в настоящем пункте) обеспаривание части первичного пароперегревателя, расположенного за встроенной задвижкой. Эта операция предусмотрена во всех действующих типовых инструкциях по пуску и останову блоков с прямоточными котлами.

4.3.38. При останове котла в резерв после вентиляции топки и газоходов не более 15 мин тягодутьевые машины должны быть остановлены; все отключающие шиберы на газовоздуховодах, лазы и лючки, а также направляющие аппараты тягодутьевых машин должны быть плотно закрыты.

Операции по уплотнению газового тракта котла при его останове в резерв позволяют уменьшить глубину и неравномерность его остывания за время простоя и тем самым сократить время последующей растопки и пусковые потери топлива. Поэтому после погасания факела в топке и вентиляции газоходов в течение 10 мин необходимо остановить дутьевые вентиляторы и дымососы, плотно закрыть их направляющие аппараты, все лазы и гляделки. У котлов, которые часто приходится останавливать в резерв, целесообразно установить (если направляющие аппараты недостаточно плотные) специальные плотные шиберы у дымососов и дутьевых вентиляторов.

4.3.39. В зимний период на котле, находящемся в резерве или ремонте, должно быть установлено наблюдение за температурой воздуха.

При температуре воздуха в котельной или наружной при открытой компоновке ниже 0 °С должны быть приняты меры к поддержанию положительных температур воздуха в топке и газоходах, в укрытиях у барабана, в районах продувочных и дренажных устройств, калориферов, импульсных линий и датчиков КИП, также должен быть организован подогрев воды в котлах или циркуляция ее через экранную систему.

В зимний период во избежание замерзания воды в поверхностях нагрева, продувочных, дренажных и импульсных линиях и в калориферах необходимо установить тщательный контроль за ними и плотностью газовоздушного тракта резервных котлов. Особенно внимательно следует контролировать котлы, расположенные у торцов котельной или рядом с ее расширяющей частью.

Если, несмотря на принятые меры по уплотнению газовоздушного тракта, имеется опасность замерзания воды в каких-либо участках резервного котла, необходимо периодически его обогревать подачей в наиболее охлажденные места подогретого воздуха с соседних котлов или периодической растопкой. Каждый раз после окончания указанных мероприятий котел необходимо вновь уплотнить.

Особый надзор должен быть установлен при пуске и эксплуатации в зимний период первого котла на электростанции.

Поддержание остановленного в резерв водогрейного котла и сетевых трубопроводов заполненными водой с давлением, соответствующим давлению в сети, и температурой более 100 °С позволяет более длительно сохранить в котле положительную температуру. Организация частичной циркуляции воды через котел при температуре в помещении ниже 0 °С необходима во избежание замерзания воды в поверхностях нагрева. Для поддержания в газоходах котла положительной температуры следует периодически производить прокачку горячей воды через котел или растопку котла.

В районах, в которых применяется открытая установка котлоагрегатов, температура воздуха в зимнее время может достигать высоких отрицательных значений, поэтому в эти периоды надзор за неработающими котлами и эффективностью утепления импульсных линий и датчиков всех котлов должен быть особенно тщательным.

4.3.40. Режим расхолаживания котлов после останова при выводе их в ремонт должен быть определен инструкциями по эксплуатации. Расхолаживание котлов с естественной циркуляцией тягодутьевыми машинами разрешается при обеспечении допустимой разности температур металла между верхней и нижней образующими барабана. Допускаются режимы с поддержанием и без поддержания уровня воды в барабане.
Расхолаживание прямоточных котлов можно осуществлять непосредственно после останова.

После останова котельного агрегата процесс охлаждения барабана протекает медленно, так как потери тепла изолированным барабаном в окружающую среду невелики и охлаждение осуществляется в основном за счет циркулирующей воды. Нижняя часть барабана, омываемая водой, имеет температуру, практически равную температуре насыщения, верхняя же часть, соприкасающаяся с паром, охлаждается значительно медленнее вследствие того, что теплоотдача от стенок к пару меньше, чем к воде. К тому же качество изоляции в верхней части барабана, как правило, значительно выше, чем в нижней. В результате этого в процессе расхолаживания котла, так же как и при растопке, наблюдается разность температур между верхом и низом барабана, которая зависит от скорости остывания котельного агрегата, и при быстром его расхолаживании (например, при раннем включении тягодутьевых машин) может достигать больших значений. Вследствие этого на первом, наиболее продолжительном этапе расхолаживания котла – естественном

остывании – плотно закрывают все шиберы воздушного и газового трактов. Опыт показывает, что при этих условиях падение давления до атмосферного происходит в котлах среднего 40 кгс/см² (3,9 МПа) и высокого 100 кгс/см² (9,8 МПа) давлений примерно за 10 ч, а в котлах давлением 140 кгм/см² (13,7 МПа) и выше – за 18 ч. Указанные продолжительности достаточно приблизительны, поскольку скорость остывания котла зависит от качества изоляции, плотности арматуры и гарнитуры пароводяного и газовоздушного трактов. При таком низком темпе снижения давления возникающие в барабане температурные напряжения минимальны. Дальнейшее расхолаживание котла можно проводить путем вентиляции газоходов дымососом и вентилятором. При этом разность температур между верхом и низом барабана может несколько превысить допустимую величину, однако в силу того, что к моменту расхолаживания напряжения от внутреннего давления минимальны, режимы остаются безопасными. Выше было сказано о режимах расхолаживания котлов, не оснащенных специальной схемой расхолаживания.

При использовании устройств для охлаждения барабана тягодутьевые машины с погашением котла остаются в работе на весь период расхолаживания. Этот режим изложен в «Типовой инструкции по останову барабанного котла с использованием устройств ускоренного расхолаживания». Расхолаживание барабана паром соседнего котла выполняется как с поддержанием уровня воды в барабане, так и без уровня. Основным считается останов с сохранением уровня. В таком режиме:

исключаются проблемы последующего заполнения неостывшего барабана;

исключаются проблемы поступления воды в неостывший барабан из-за неплотного отключения питания;

снижается разность температур между верхней и нижней образующими барабана;

снижается амплитуда возможных колебаний температур в очках водоспускных труб. В режиме с сохранением уровня пар на расхолаживание подается только в верхние коллекторы барабана.

Режим останова без сохранения уровня выполняется при возникновении аварийных ситуаций, препятствующих подаче воды в котел. Пар на расхолаживание в этом случае подается и в нижние коллекторы барабана, что помимо основного назначения должно также способствовать снижению размаха возможных колебаний температуры в очках опускных труб.

Начало расхолаживания прямоточных котлов, не имеющих барабанов, естественно, не лимитируется.

4.3.41. Надзор дежурного персонала за остановленным котлом должен быть организован до полного снижения в нем давления и снятия напряжения с электродвигателей; контроль за температурой газа и воздуха в районе воздухоподогревателя и уходящих газов может быть прекращен не ранее чем через 24 ч после останова.

После погасания топки и отключения котла дежурный персонал должен выполнить ряд операций, определяемых причинами останова котла. Для обеспечения безопасности при снижении давления и расхолаживании котла требуется присутствие и надзор дежурного персонала. Это требование обусловлено также тем, что на остановленном оборудовании не исключены случаи загорания отложений в пылесистемах и газоходах котла. Кроме того, во избежание ошибочного включе-

ния вспомогательного оборудования и неправильных действий с арматурой в процессе подготовки к ремонту надзор персонала за котлом требуется и до снятия напряжения с электродвигателей.

Для контроля за загоранием устанавливаются приборы, контролирующие температуру воздуха и газа перед РВП и за ним, температуру воздуха и газа перед каждой ступенью трубчатого воздухоподогревателя и за ней, а также температуру уходящих газов водогрейного котла. Приборы должны быть включены на весь период надзора дежурного персонала за остановленным котлом и могут быть отключены не ранее чем через 24 ч после останова. Более подробно о контроле и ликвидации загорания изложено в «Сборнике распорядительных документов по эксплуатации энергосистем» (теплотехническая часть). Ч. 1.

4.3.42. При работе котлов на твердом или газообразном топливе, когда мазут является резервным или растопочным топливом, схемы мазутохозяйства и мазутопроводов должны быть в состоянии, обеспечивающем подачу мазута к котлам.

Необходимость быстрого перехода котлов на сжигание мазута может возникнуть при аварийном отключении или резком сокращении подачи на газомазутные котлы электростанции газа или погасании факела пылеугольного котла при нарушении работы топливоподающих устройств или ухудшении качества твердого топлива.

Для выполнения требования п. 4.3.42 мазутное хозяйство электростанции должно постоянно находиться в горячем резерве; по магистральным мазутопроводам котельной, мазутопроводам котлов и линии рециркуляции должен быть обеспечен постоянный проток мазута.

Горячий резерв мазутного хозяйства газомазутной электростанции предусматривает обеспечение постоянного протока мазута, подогретого до 75–80 °С, через неработающие насосы П-го подъема по главным напорным мазутопроводам, мазутному кольцу котельного отделения, трубопроводу рециркуляции, коллектору рециркуляции в расходный резервуар. Вся запорная арматура на мазутопроводах котлов должна находиться в открытом положении, а арматура перед горелками – в закрытом. Для обеспечения возможности немедленного перевода котла с газообразного топлива на мазут мазутные форсунки должны быть вставлены в горелки и для охлаждения продуваться паром.

По сигналу о переходе на мазутное топливо включаются насос II-го подъема и дополнительный подогреватель мазута.

На пылеугольных электростанциях, когда котлы работают на твердом топливе, а мазут является растопочным топливом, должна быть обеспечена немедленная подача мазута в котел при потускнении факела или выходе из строя части топливоподающих устройств. Это обеспечивается постоянным протоком мазута через мазутопроводы котла при полном давлении мазута и температуре не ниже 100 °С.

4.3.43. При разрыве мазутопровода или газопровода в пределах котельной или сильных утечках мазута (газа) должны быть приняты все меры к прекращению истечения топлива через поврежденные участки вплоть до отключения мазутонасосной и закрытия запорной арматуры на ГРП, а также для предупреждения пожара или взрыва.

Разрыв мазутопровода или газопровода в пределах котельной создает аварийную ситуацию, требующую немедленного принятия мер по устранению опасности для жизни обслуживающего персонала и обеспечению сохранности оборудования.

При появлении течи в напорном магистральном мазутопроводе необходимо немедленно перейти на подачу мазута по другому, неповрежденному мазутопроводу и отключить поврежденный участок, приняв меры по удалению пролитого мазута. В случае необходимости следует привести тепловую нагрузку котельной в соответствие с пропускной способностью оставшегося в работе мазутопровода. При разрыве мазутопровода котла, работающего на мазуте, котел должен быть немедленно остановлен, отключен поврежденный участок и приняты меры по предотвращению пожара и удалению разлитого мазута. Разлитое топливо необходимо собрать, после чего место, где оно было пролито, должно быть вытерто досуха или засыпано песком.

В случае загорания пролитого мазута следует немедленно сообщить о пожаре в пожарную команду и приступить к тушению пожара распыленной водой и имеющимися противопожарными средствами. При появлении течи в мазутопроводе газомазутного котла или арматуре, если при этом не создалось прямой опасности для персонала и оборудования котла, следует перевести котел на сжигание газа, после чего отключить мазутопровод и принять меры к устранению повреждения и удалению разлитого мазута.

При разрыве магистрального газопровода котельной необходимо немедленно отключить поврежденный участок, остановив котлы, питающиеся топливом из поврежденного участка, после чего принять меры по переводу этих котлов на сжигание другого вида топлива. При разрыве газопровода котла, утечке газа из-за разрыва сварных соединений, свища в газопроводе, появления трещин в корпусе газовой арматуры необходимо отключить поврежденный участок газопровода с установкой заглушки перед поврежденным участком и остановить котел закрытием запорной арматуры на газопроводе и перед горелками. Признаком утечки газа являются появление запаха газа в котельной и шум истечения газа через неплотность.

При обнаружении утечки газа следует выставить предупредительные знаки у входа в помещение котельной, оградить место утечки газа, усилить вентиляцию помещения котельной, контролируя концентрацию газа в нем. Следует принять меры к обеспечению работы котла на другом виде топлива. Если к моменту возникновения аварийной ситуации проводились ремонтные работы или испытания оборудования, они должны быть немедленно остановлены и возобновлены только после ликвидации аварии.

4.3.44. Котел должен быть немедленно[1] остановлен (отключен) персоналом при отказе в работе защит или при их отсутствии в случаях:
а) недопустимого[2] повышения или понижения уровня воды в барабане или выхода из строя всех приборов контроля уровня воды в барабане;

---

[1] Указание о немедленном останове здесь и далее следует понимать буквально, т. е. в таких ситуациях оперативный персонал должен действовать самостоятельно, без согласования своих действий с руководством цеха.

[2] Под «недопустимым» повышением или понижением параметров здесь и далее понимаются указанные в местных инструкциях предельные значения, соответствующие уставкам защиты.

б) быстрого снижения уровня воды в барабане, несмотря на усиленное питание котла;
в) выхода из строя всех расходомеров питательной воды прямоточного парового и водогрейного котлов (если при этом возникают нарушения режима, требующие подрегулировки питания) или прекращения питания любого из потоков прямоточного котла более чем на 30 с;
г) прекращения действия всех питательных устройств (насосов);
д) недопустимого повышения давления в пароводяном тракте;
е) прекращения действия более 50 % предохранительных клапанов или других заменяющих их предохранительных устройств;
ж) недопустимого повышения или понижения давления в тракте прямоточного котла до встроенных задвижек; недопустимого понижения давления в тракте водогрейного котла более чем на 10 с;
з) разрыва труб пароводяного тракта или обнаружения трещин, вспучин в основных элементах котла (барабане, коллекторах, выносных циклонах, паро- и водоперепускных, а также водоспускных трубах), в паропроводах, питательных трубопроводах и пароводяной арматуре;
и) погасания факела в топке;
к) недопустимого понижения давления газа или мазута за регулирующим клапаном (при работе котла на одном из этих видов топлива);
л) одновременного понижения давления газа и мазута (при совместном их сжигании) за регулирующими клапанами ниже пределов, установленных местной инструкцией;
м) отключения всех дымососов (для котлов с уравновешенной тягой) или дутьевых вентиляторов либо всех регенеративных воздухоподогревателей;
н) взрыва в топке, взрыва или загорания горючих отложений в газоходах и золоулавливающей установке, разогрева докрасна несущих балок каркаса или колонн котла, при обвале обмуровки, а также других повреждениях, угрожающих персоналу или оборудованию;
о) прекращения расхода пара через промежуточный пароперегреватель;
п) снижения расхода воды через водогрейный котел ниже минимально допустимого более чем на 10 с;
р) повышения температуры воды на выходе из водогрейного котла выше допустимой;
с) пожара, угрожающего персоналу, оборудованию или цепям дистанционного управления отключающей арматуры, входящей в схему защиты котла;

т) исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех КИП;
у) разрыва мазутопровода или газопровода в пределах котла.

В этом пункте перечислены случаи, требующие немедленного останова котла во избежание больших повреждений оборудования с длительным выходом его из строя. Под «недопустимым» повышением или понижением параметров понимаются указанные в местных инструкциях предельные значения, соответствующие уставкам защит. Отключение котла в случаях, предусмотренных пп. а, ж, и, к, л, м, о, п, р, должно осуществляться защитами. Однако, если по какой-либо причине защита оказалась отключенной или не сработала своевременно, все необходимые операции по останову котла должен немедленно производить персонал.

В случаях, перечисленных в настоящем пункте, оперативный персонал не обязан согласовывать свои действия с руководителем цеха, электростанции, а должен действовать немедленно и самостоятельно.

Большую опасность для оборудования представляют упуск воды из барабана и перепитка котла водой. Задержка с остановом котла при упуске воды может привести к массовым повреждениям экранных (кипятильных) труб. При перепитке котла возможен заброс воды в пароперегреватель, паропроводы и турбину, что может повлечь за собой тяжелые повреждения. К аварийной ситуации относятся случаи одновременного выхода из строя всех водоуказательных приборов, когда обслуживающий персонал остается без средств контроля за уровнем воды в барабане, что может привести к описанным выше последствиям.

Если несмотря на усиленное питание котла водой, уровень ее в барабане продолжает понижаться, наиболее вероятной причиной может быть разрыв экранной трубы. В такой ситуации промедление с остановом может также вызвать серьезные повреждения котла.

Расходомеры питательной воды являются основными приборами, с помощью которых ведется режим работы прямоточного и водогрейного котлов, поэтому при выходе из строя расходомеров прямоточный и водогрейный котлы должны быть остановлены. Допускается кратковременная их работа при условии, что режим работы оборудования не требует подрегулировки питания. Если при неисправном расходомере возникли какие-либо нарушения режима, требующие подрегулировки питания, необходимо немедленно остановить котел.

Существующая защита от прекращения расхода питательной воды в котел действует с выдержкой времени до 30 с. Проведенные испытания показали, что такой перерыв в питании не представляет опасности для его поверхностей нагрева. Вместе с тем при прекращении действия всех питательных устройств и невключении резервного насоса по АВР нет необходимости ждать 30 с, поскольку существует реальная угроза повреждения поверхностей нагрева котла в случае, если защита от прекращения питания по какой-либо причине не сработает. В этом случае котел следует немедленно отключить.

Недопустимое повышение давления в пароводяном тракте котла (или только на участке тракта до встроенной задвижки, не защищенном предохранительными клапанами) может вызвать напряжения в элементах котла выше расчетных (допустимых) значений, в результате чего возможны опасные для оборудования и жизни людей повреждения барабана, коллекторов и труб котла. Такие же последствия возможны в случае прекращения действия более 50 % предохранительных клапанов или других заменяющих их предохранительных устройств. При определен-

ном снижении давления в пароводяном тракте до встроенной задвижки происходит закипание (запаривание) воды, что может привести к пережогу труб радиационных поверхностей нагрева. Поэтому котел необходимо немедленно остановить.

Следует помнить, что промедление с остановом котла в случаях, указанных в подпункте «з», может привести к большим повреждениям и представить опасность для обслуживающего персонала. Разрыв экранной и пароперегревательной труб определяется обычно по резкому шуму, снижению разрежения вверху топки и выбиванию газов из лючков топки и газоходов и неплотностей в обмуровке, а также по большому расхождению показаний паро- и водомера. Разрыв экранной или кипятильной трубы барабанного котла сопровождается также резким падением уровня воды и давления в барабане. Особую опасность для жизни людей и целостности оборудования представляют повреждения внешних сепараторов, паропроводов, питательных трубопроводов, арматуры и др., что связано с выбросом в котельную больших масс горячей воды и пара.

Если при нарушении устойчивости режима горения в топочной камере произошло погасание факела, котел должен быть немедленно остановлен. Следует помнить, что подача топлива в погасшую топку или попытка восстановить горение в топке включением газовых или мазутных горелок может привести к взрыву в топке и газоходах с большими разрушениями. Признаками погасания топки являются быстрое снижение параметров пара и увеличение разрежения вверху топки.

Газовые горелки и мазутные форсунки обеспечивают устойчивое воспламенение и сгорание топлива в определенном диапазоне давления топлива перед горелками. При снижении давления мазута в магистрали перед форсунками ниже предела, установленного местной инструкцией, резко ухудшается распыл мазута, нарушается топочный режим, несгоревший мазут попадает на под топки и уносится в газоходы с последующим осаждением на поверхностях нагрева. Нарушение топочного режима при недопустимом снижении давления газа может привести к погасанию факела и образованию взрывоопасной смеси в горелках и топочной камере. При одновременном понижении давления газа и мазута (при совместном сжигании) за регулирующими клапанами ниже допустимых пределов котел должен быть остановлен по соображениям, высказанным ранее.

При отключении всех дымососов у котлов, работающих под разрежением, происходит выброс газов в помещение котельной. Останов дутьевых вентиляторов приводит к прекращению подачи воздуха в топку и на систему пылеприготовления, что вызывает мгновенное снижение параметров пара, нарушение процесса горения с забросом несгоревшего топлива в газоходы. Поэтому даже кратковременная работа котла с отключенными дымососами или дутьевыми вентиляторами недопустима.

Останов всех регенеративных воздухоподогревателей приведет к прекращению подогрева воздуха, поступающего в топку и на пылеприготовление, т. е. к нарушению топочного режима с забросом топлива в газоходы и прекращению подачи твердого топлива.

Причины немедленного останова котла в случаях, перечисленных в подпункте «н», пояснений не требуют. Подробно о действиях персонала при загорании в газоходах котла сказано в п. 4.3.10.

Прекращение расхода пара через промежуточный пароперегреватель возможно в случае подрыва предохранительных клапанов, установленных на «холодных» паропроводах промежуточного пароперегревателя или закрытия задвижек на этих паропроводах (в схеме дубль-блока). Промедление с остановом

котла в этом случае может привести к массовому повреждению труб промежуточного перегревателя.

Трубы водогрейных котлов ввиду их различной конфигурации и длины имеют разные гидравлические характеристики. Поэтому скорости воды в отдельных трубах существенно отличаются от средней. В результате этого возможно поверхностное кипение в отдельных трубах с дальнейшим повышением гидравлического сопротивления и резким понижением расхода вплоть до прекращения циркуляции и пережога труб. Опыт эксплуатации водогрейных котлов и данные испытаний показали, что для предотвращения локального закипания необходимо обеспечить среднюю скорость воды не менее 1 м/с.

В целях предупреждения аварий водогрейных котлов при снижении расхода воды через них ниже допустимого значения необходимо остановить котел.

Минимально допустимый расход воды через водогрейный котел устанавливается для каждого вида котла. Главным условием надежной и безопасной работы водогрейных котлов является обеспечение прокачивания через них нагреваемой воды без ее кипения. Понижение давления в водогрейном котле или повышение температуры воды за ним создает опасность вскипания воды и гидравлических ударов. Поэтому при понижении давления в выводном коллекторе котла ниже допустимого или повышении температуры воды на выходе из водогрейного котла, при которой недогрев воды до кипения достигает 20 °С, котел также должен быть остановлен.

При возникновении загорания в котельном помещении, если пожар представляет непосредственную опасность для обслуживающего персонала и может привести к большим повреждениям оборудования или цепей дистанционного управления отключающей арматуры (что сделает невозможным в случае необходимости отключение котла), необходимо немедленно остановить котел, вызвать пожарную команду и вывести персонал в безопасное место.

При исчезновении напряжения на устройствах дистанционного управления или на всех контрольно-измерительных приборах становится невозможным не только управление, но и наблюдение за работой оборудования. В этом случае персонал бессилен принять какие-либо меры по предупреждению опасных режимов и предохранить оборудование от повреждения. Поскольку при отсутствии показаний всех приборов оборудованию может быть причинен значительный ущерб (пережог поверхностей нагрева, заброс воды в паропроводы и турбину), при исчезновении напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления и на всех контрольно-измерительных приборах котел должен быть немедленно остановлен.

4.3.45. Котел должен быть остановлен по распоряжению технического руководителя электростанции с уведомлением диспетчера энергосистемы в случаях:

а) обнаружения свищей в трубах поверхностей нагрева, паро- и водоперепускных, а также водоопускных трубах котлов, паропроводах, коллекторах, в питательных трубопроводах, а также течей и парений в арматуре, фланцевых и вальцовочных соединениях;

б) недопустимого превышения температуры металла поверхностей нагрева, если понизить температуру изменением режима работы котла не удается;

в) выхода из строя всех дистанционных указателей уровня воды в барабане котла;
г) резкого ухудшения качества питательной воды по сравнению с установленными нормами;
д) прекращения работы золоулавливающих установок на пылеугольном котле;
е) неисправности отдельных защит или устройств дистанционного и автоматического управления и контрольно-измерительных приборов.

Кроме перечисленных в п. 4.3.44 аварийных случаев, требующих немедленного останова котла, могут возникнуть такие повреждения или отклонения от нормального состояния, с которыми агрегат может проработать некоторое время. В этих случаях технический руководитель электростанции с уведомлением диспетчера энергосистемы принимает решение о времени останова котла (учитывая характер повреждения, график нагрузки и время, необходимое для разворота резервного оборудования). Следует, однако, указать, что все перечисленные в данном пункте случаи требуют останова котла для устранения повреждения, и длительная работа с указанными повреждениями может привести к тяжелым последствиям, потребующим большого времени для их устранения.

Свищи в поверхностях нагрева, как правило, обнаруживаются при обходе котла и просушивании топки и газоходов. Следует иметь в виду, что размеры свища со временем увеличиваются, и струя пара и воды, выходящая из него, может вызвать повреждения соседних труб котла, особенно в тесных пакетах конвективной шахты. Поэтому длительная работа котла со свищами недопустима и при первой возможности он должен быть остановлен так же, как и при появлении течей в арматуре и фланцевых соединениях, поскольку эти неплотности со временем увеличиваются и могут привести к значительным повреждениям, потребующим большого ремонта или полной замены указанных узлов.

В зависимости от марки стали и условий работы труб поверхностей нагрева котла в местной инструкции должно быть указано предельное значение температуры металла, выше которой резко снижаются его прочностные характеристики. Обычно часть поверхностей нагрева, особенно выходные ступени пароперегревателя, работают при температуре металла, близкой к предельно допустимой по условиям долговечности работы. В зависимости от длительности работы и повышения фактической температуры металла над допустимой могут ускориться ползучесть (увеличение диаметра труб) и окалинообразование (коррозия) металла (см. п. 4.3.21). Кратковременные повышения температуры металла выше допустимой, как правило, не приводят к незамедлительному аварийному останову котла из-за повреждения труб, но могут вызвать резкое сокращение срока их работы и необходимость полной замены поверхностей нагрева котла.

Причинами превышения температуры поверхностей нагрева могут быть нарушения топочного режима, неисправность впрыска, шлакование и занос золой отдельных поверхностей нагрева, занос солями внутренней поверхности труб, нарушение соотношения «вода-топливо» в прямоточном котле и т. д. Если на работающем котле невозможно снизить температуру труб до допустимого значения, он должен быть остановлен.

При выходе из строя всех дистанционных указателей уровня воды в барабане котел некоторое время может работать по показаниям водоуказательной колонки,

у которой устанавливается специальный дежурный. В это время должны быть приняты меры по исправлению дистанционных приборов. Если это сделать не удалось, котел должен быть остановлен. При одновременном выходе из строя всех водоуказательных приборов, включая колонки, котел должен останавливаться немедленно (см. п. 4.3.44).

В случае нарушения норм качества питательной воды, например при разрыве труб конденсатора, должны быть приняты меры по быстрейшему выявлению и устранению источника неполадок. При определении времени останова котла должны учитываться показания качества питательной и котловой воды, обеспечивающие качество пара, чистоту поверхностей нагрева котла (поскольку может потребоваться их очистка от внутренних отложений), а также предохраняющие от коррозионных повреждений.

Выход из строя электрофильтра или другой золоулавливающей установки приводит к резкому увеличению вредных выбросов в атмосферу, угрожающих здоровью людей и загрязняющих окружающую среду, а также ускоряет износ дымососа. Поэтому при повреждении золоулавливающей установки необходимо принять срочные меры к вводу ее в работу. Если исправление повреждения требует длительного времени или его невозможно устранить на работающем оборудовании, котел следует остановить.

При определении времени останова котла в случае неисправности отдельных защит или дистанционного и автоматического управления, а также контрольно-измерительных приборов должны учитываться возможные последствия от потери контроля за работой оборудования или его управления. Во всех случаях должна быть исключена возможность опасных режимов работы оборудования и его повреждения (заброс воды в паропровод и турбину, пережог поверхностей нагрева котла и т. п.). Если вероятность таких режимов имеется, котел должен быть остановлен немедленно.

4.4. ПАРОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ

4.4.1. При эксплуатации паротурбинных установок должны быть обеспечены:
надежность работы основного и вспомогательного оборудования;
готовность принятия номинальных электрической и тепловой нагрузок и их изменения до технического минимума;
нормативные показатели экономичности основного и вспомогательного оборудования.

Надежность работы оборудования обеспечивается целым комплексом мероприятий организационного и технического характера, включающим в себя:

разработку необходимого комплекта инструкций по эксплуатации основного и вспомогательного оборудования паротурбинной установки, должностных инструкций;

обучение и подготовку квалифицированного оперативного и обслуживающего персонала;

неукоснительное выполнение персоналом требований инструкций, правил технической эксплуатации и других руководящих документов;

руководство наиболее сложными операциями (пусками, остановами, расхолаживаниями турбин) начальником смены цеха или начальником цеха (заместителем начальника цеха);

своевременное выявление отклонений параметров технологического процесса и работы оборудования от нормальных значений и принятием мер, необходимых для их устранения;

своевременное проведение регламентных работ, испытаний, ремонтов оборудования.

Пояснения по отдельным вопросам обеспечения надежной работы турбины и вспомогательного оборудования паротурбинной установки представлены в остальных пунктах данной главы.

В условиях переменного суточного графика электрических и тепловых нагрузок турбоагрегаты могут эксплуатироваться в режимах с частичной нагрузкой, однако они должны быть готовы в любой момент к приему номинальной нагрузки в соответствии с диспетчерским графиком или при неожиданных аварийных ситуациях в энергосистеме, приводящих к понижению частоты в сети. Готовность турбоагрегата определяется готовностью тепловой схемы турбоустановки к выходу на номинальную нагрузку, резервом производительности всего вспомогательного оборудования, исправным состоянием системы регулирования турбины, соответствующей настройкой автоматики.

При всех режимах работы турбоустановка должна обеспечивать максимально возможную экономичность, которая устанавливается ее нормативной энергетической характеристикой. Последняя строится по результатам тщательных тепловых испытаний, проводимых специализированными испытательными организациями после монтажа, а также реконструкции или капитального ремонта, которые могут изменить экономические показатели турбины.

Для обеспечения максимально возможной экономичности турбоустановки постоянно контролируются все определяющие параметры и принимаются меры для поддержания их на требуемом уровне. Периодически должны проводиться экспресс-испытания для определения причин возможного ухудшения экономических показателей турбоустановки и разработки мероприятий по их устранению. Если турбоустановка оснащена АСУ ТП, то эта система осуществляет текущий контроль экономичности.

4.4.2. Система автоматического регулирования турбины должна:
устойчиво выдерживать заданные электрическую и тепловую нагрузки и обеспечивать возможность их плавного изменения;
устойчиво поддерживать частоту вращения ротора турбины на холостом ходу и плавно ее изменять (в пределах рабочего диапазона механизма управления турбиной) при номинальных и пусковых параметрах пара;
удерживать частоту вращения ротора турбины ниже уровня настройки срабатывания автомата безопасности при мгновенном сбросе до нуля электрической нагрузки (в том числе при отключении генератора от сети), соответствующей максимальному расходу пара при номинальных его параметрах и максимальных пропусках пара в часть низкого давления турбины.

Система регулирования турбины по своему конструктивному выполнению отвечает всем требованиям, перечисленным в данном пункте, поэтому здесь они рассматриваются как требования к фактическому состоянию системы регулирования, которое должно поддерживаться (грамотной эксплуатацией, профилактическим обслуживанием, проверками, ремонтами) в течение всего срока эксплуатации.

В зависимости от условий эксплуатации турбина может работать по одному из двух режимов: изолированная работа или работа параллельно с другими агрегатами, как по электрической, так и по тепловой нагрузке. Подавляющее большинство агрегатов работают параллельно в сети с постоянной частотой (постоянным давлением или температурой теплоносителя). При этом система регулирования должна устойчиво поддерживать заданную электрическую (тепловую) нагрузку.

Изменение нагрузки на турбоагрегате в соответствии с диспетчерским графиком производится оператором или автоматически под воздействием регулятора скорости или давления (температуры сетевой воды), поддерживающих соответственно частоту в сети или давление в регулируемом отборе (температуру сетевой воды). Выполнение диспетчерского графика нагрузок является одной из основных задач эксплуатационного персонала электростанции, что возможно только в том случае, если система регулирования находится в таком состоянии, при котором задаваемая нагрузка выдерживается.

Конструктивно узлы регулирования и парораспределения турбин, а также связи между ними выполнены, как правило, в виде механико-гидравлической системы с большим числом трущихся соединений. Силы трения в подвижных парах, а также люфты в соединениях элементов регулирования и парораспределения вызывают нечувствительность системы регулирования и ухудшают ее работу. При параллельной работе турбоагрегата в сети (электрической или тепловой) повышенная нечувствительность системы регулирования приводит к колебаниям нагрузки.

Не менее важной задачей системы регулирования является обеспечение возможности плавного (без толчков) перехода от одной заданной нагрузки к другой. Нагрузка изменяется воздействием на систему регулирования оператором через механизм управления турбиной (МУТ) либо автоматически – от регулятора скорости, давления в отборе (температуры сетевой воды) или от электрогидравлической приставки (ЭГП).

Повышенная нечувствительность системы регулирования из-за большой силы трения в золотниках и буксах приводит к тому, что для перемещения золотников необходима большая перестановочная сила. При этом их движение происходит толчками, приводящими к ступенчатым перемещениям регулирующих клапанов и, следовательно, такому же характеру изменения мощности, т. е. к сбросам или набросам нагрузки турбиной.

Как правило, причиной повышенной нечувствительности системы регулирования является засорение зазоров в золотниках и буксах промежуточных усилителей, которое может быть вызвано либо чрезмерно малыми зазорами, либо неудовлетворительным качеством масла системы регулирования.

К ступенчатому характеру изменения нагрузки может приводить также наличие таких неполадок, как заедание штоков или зависание клапанов, сервомоторов, перекосы и т. д.

Повышенная нечувствительность системы регулирования по скорости проявляется также в самопроизвольном колебании частоты вращения ротора турбины на холостом ходу, невозможности плавно изменять частоту вращения. Это затрудняет синхронизацию генератора при включении его в параллельную работу. Устойчивое поддержание системой регулирования частоты вращения ротора на холостом ходу турбины должно быть обеспечено при условиях полного открытия стопорных клапанов, номинальных параметрах свежего пара, несмотря на то что пуск турбины, особенно в блочных схемах, производится на скользящих параметрах пара. В связи с существенным различием в паровых усилиях, действующих на клапаны турбины при номинальных и пусковых параметрах пара, проверять способность системы регулирования удерживать частоту вращения турбины на холостом ходу и плавно менять ее следует как при номинальных, так и при пусковых параметрах пара.

При установившемся режиме работы турбоагрегата паровая мощность турбины равна сумме электрической мощности, отдаваемой в сеть, и потерь, включающих потери в генераторе. Избыток энергии пара в случае отключения генератора от сети (сброс нагрузки) идет на увеличение кинетической энергии ротора и частота вращения повышается. Чем большую нагрузку несла турбина перед отключением генератора, тем больше возникающий дисбаланс мощностей, максимальное значение которого достигается при сбросе нагрузки, соответствующей максимальному расходу пара при номинальных параметрах и максимальных пропусках пара в часть низкого давления.

Отключение генератора от сети сопровождается резким ростом скорости вращения ротора. По мере ее роста регулятор скорости закрывает регулирующие клапаны, уменьшая расход пара в турбину. Из-за нечувствительности системы регулирования и инерционности промежуточных усилителей и главных сервомоторов может возникнуть запаздывание закрытия регулирующих клапанов, при котором частота вращения возрастает сверх предела, вызывающего срабатывание автомата безопасности, что приводит к закрытию стопорных клапанов и останову турбины. Процесс последующего пуска потребует выполнения ряда операций (открытие главных паровых задвижек, взвод автомата безопасности, взвод стопорных клапанов, подъем оборотов до холостого хода), значительно затягивающих время ликвидации аварии, связанной со сбросом нагрузки.

Таким образом, если в ситуации сброса нагрузки система регулирования не удержит турбину на частоте вращения ниже уставки срабатывания автомата безопасности, то не может быть обеспечена быстрейшая мобилизация отключившейся мощности.

4.4.3. Параметры работы системы регулирования паровых турбин должны соответствовать государственным стандартам России и техническим условиям на поставку турбин.

Для всего парка эксплуатируемых турбин, выпущенных ранее 01.01.91 г., а также турбин иностранных фирм значения этих параметров должны соответствовать значениям, указанным ниже:

Степень неравномерности регулирования частоты вращения (при номинальных параметрах пара)[1], % 4–5

Местная степень неравномерности по частоте вращения, %:

минимальная в любом диапазоне нагрузок, не ниже 2,5

максимальная:

в диапазоне нагрузок до 15 % $N_{ном}$, не более 10

в диапазоне нагрузок от 15 % $N_{ном}$ до максимальной, не более 6

Степень нечувствительности[2] по частоте вращения, %, не более 0,3

Степень нечувствительности регулирования давления пара в отборах и противодавления:

при давлении в отборе (противодавлении) менее 2,5 кгс/см² (0,25 МПа), кПа, %, не более 5

при давлении в отборе (противодавлении) 2,5 кгс/см² (0,25 МПа) и выше, не более 2

Степень неравномерности регулирования давления пара в регулируемых отборах и противодавления должна удовлетворять требованиям потребителя, согласованным с заводом – изготовителем турбин, и не допускать срабатывания предохранительных клапанов (устройств).

---

[1]Для турбин типа Р степень неравномерности допускается 4,5–6,5 %.

[2]Для турбин выпуска до 1950 г. степень нечувствительности допускается до 0,5 %.

Одной из главных характеристик систем регулирования и пораспределения является статическая характеристика регулирования турбины. Она выражает зависимость частоты вращения ротора турбины от изменения ее мощности в пределах от холостого хода до номинальной.

На рис. 4.4.1 (кривая *1*) показана типовая статическая характеристика регулирования турбины, т. е. зависимость частоты вращения n ротора турбины от изменения нагрузки N. Характеристика однозначна, т. е. каждому значению n соответствует только одно возможное значение N.

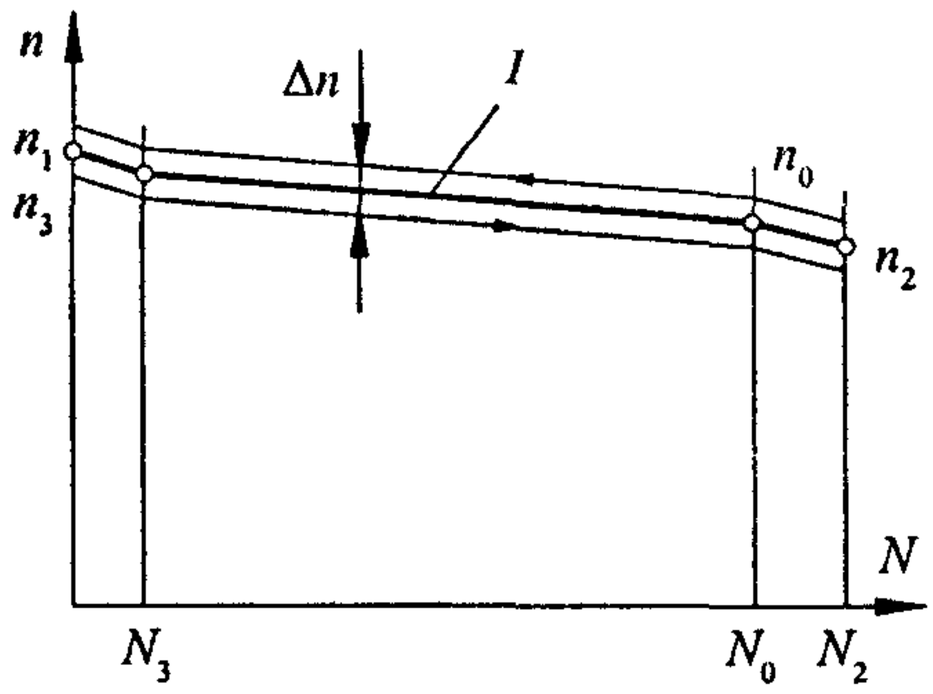


Рис. 4.4.1. Статическая характеристика регулирования турбины

Пределы изменения частоты вращения от n_1 до n_2, при которых мощность меняется от холостого хода до максимальной, ограничены. Разность частот вращения, выраженная в долях ее номинального значения n_0, называется степенью неравномерности или просто неравномерностью регулирования:

$$\delta_0 = \frac{n_1 - n_2}{n_0}.$$

При параллельной работе турбин в энергосистеме увеличение нагрузки, т. е. потребляемой мощности, вызывает снижение частоты, а следовательно, и скорости вращения турбин. Это, в свою очередь, приводит к открытию регулирующих клапанов на турбинах и увеличению вырабатываемой мощности для восстановления частоты в системе. При уменьшении нагрузки процесс идет в обратном порядке.

Величина, на которую изменяется мощность турбины при изменении частоты в системе, определяется наклоном статической характеристики регулирования. Чем она более полога, т. е. чем меньше неравномерность регулирования, тем больше меняется мощность турбины. Если угол наклона статической характеристики близок 0° (степень неравномерности регулирования мала), то нагрузка такой турбины может меняться на большую величину при малейшем изменении частоты; такая турбина будет работать неустойчиво.

Наоборот, если угол наклона статической характеристики велик (большая неравномерность системы регулирования), то мощность такой турбины даже при значительном изменении частоты в системе будет меняться мало. Такие турбины имеют плохие динамические свойства, не участвуют в первичном регулировании частоты в системе.

Для конденсационных турбин, где основным регулируемым параметром является частота вращения, степень неравномерности выбрана в пределах 4–5 %, что, с одной стороны, обеспечивает устойчивую работу системы регулирования, с другой – хорошие динамические свойства.

Для турбин с противодавлением основным регулируемым параметром является давление, поэтому желательно, чтобы эти турбины в меньшей степени реагировали (изменением электрической нагрузки) на изменение частоты в электрической сети; их статическая характеристика выполняется более крутой, степень неравномерности допускается 4,5–6,5 %.

На рис. 4.4.1 видно, что статическая характеристика регулирования имеет участки с разной крутизной, т. е. значение местной неравномерности в разных точках

статической характеристики изменяется. На участке от холостого хода до мощности n_s неравномерность будет отличаться от d_0. Отношение разности $n_1 - n_3$ к среднему значению частоты вращения на данном участке изменения мощности называется местной неравномерностью:

$$\delta_м = \frac{n_1 - n_3}{\frac{n_1 + n_3}{2}}.$$

Значения местной неравномерности ограничиваются: нижнее значение (2,5 %) – устойчивостью работы системы регулирования, верхнее (6 % для нагрузок, больших 15 % $N_{ном}$) – снижением приемистости турбины.

Для улучшения устойчивости регулирования значение местной неравномерности должно быть выше среднего в области холостого хода и малых нагрузок (для облегчения синхронизации при включении турбогенератора в сеть), а также вблизи номинальной нагрузки.

В реальных системах регулирования из-за наличия сил трения, люфтов, износа деталей не удается получить однозначную зависимость частоты вращения от изменения мощности. Если наложить статическую характеристику, снятую при разгрузке турбины, на статическую характеристику, снятую при нагружении, они не совпадут. Возникает некоторая область Δn вокруг статической характеристики (см. рис. 4.4.1), называемая областью нечувствительности. Разность частот вращения, взятых при одной и той же нагрузке, отнесенная к номинальной частоте вращения, называется степенью нечувствительности:

$$\varepsilon_0 = \frac{\Delta n}{n_0}.$$

Нечувствительность системы регулирования отрицательно сказывается на регулировочных процессах. Она может вызвать качание частоты вращения на величину Δn при работе на холостом ходу, затрудняя синхронизацию турбоагрегата, а при работе агрегата в энергосистеме – колебание нагрузки на величину:

$$\Delta N = \frac{\varepsilon_0}{\delta_0} N_0$$

Повышенная нечувствительность системы регулирования ухудшает способность турбины к участию в первичном регулировании частоты в системе, так как при возникновении дисбаланса генерирующих и потребляющих мощностей, турбина не будет изменять мощность до тех пор, пока отклонение частоты в сети не превысит Δn.

Чем совершеннее система регулирования, тем меньше степень ее нечувствительности. Применение электрогидравлических систем регулирования с регулятором мощности позволяет снизить степень нечувствительности до значения, меньшего 0,06 % номинальной частоты вращения. Однако следует иметь в виду, что даже в самых конструктивно совершенных системах регулирования нечувствительность может увеличиваться во время эксплуатации из-за износа деталей, загрязнения зазоров в буксах золотников и др.

Для турбин, исчерпавших или почти исчерпавших свой ресурс (выпуска до 1950 г.), регулирующие системы которых имеют много рычажных связей, допускается иметь степень нечувствительности до 0,5 %. Для остальных турбин, выпущенных до января 1991 г. (срок ввода в действие ГОСТ 24278–89), степень нечувствительности не должна превышать 0,3 %. ГОСТ 24278–89 ужесточил требова-

ния по степени нечувствительности систем регулирования к вновь изготавливаемым турбинам (0,06 % – для турбин с электрогидравлическими системами регулирования, 0,2 % – для турбин с гидравлическими системами регулирования).

При регулировании как давления, так и частоты вращения, существует зависимость давления от тепловой нагрузки – статическая характеристика регулирования давления. Форма ее определяется степенью неравномерности, т. е. разностью давлений при нулевой и максимальной тепловых нагрузках турбины. Минимальное давление определяется потребителем по условиям теплоснабжения или производства, а максимальное – отстройкой от уставки срабатывания предохранительных клапанов. Степени неравномерности регулирования давления не регламентируются и в среднем составляют 8–12 % номинального давления пара в отборе.

4.4.4. Все проверки и испытания системы регулирования и защиты турбины от повышения частоты вращения должны выполняться в соответствии с инструкциями заводов – изготовителей турбин и действующими руководящими документами.

От состояния системы регулирования и защиты от разгона в значительной степени зависит надежность работы турбины и ее функциональные показатели. Текущее состояние системы регулирования и защиты турбин должно регулярно контролироваться по существующим методикам. Сроки и объемы проверок и испытаний системы регулирования и защиты регламентированы ПТЭ, инструкциями заводов – изготовителей турбин и другими отраслевыми руководящими документами и должны строго выдерживаться. При этом следует руководствоваться указаниями документа, который предъявляет более жесткие требования к срокам или объемам испытания.

«Методические указания по проверке и испытаниям автоматических систем регулирования и защит паровых турбин» устанавливают последовательность и общий порядок организации проведения испытаний автоматических систем регулирования и противоразгонной защиты паровых турбин. В них изложены указания по проведению следующих проверок и испытаний:

паровой плотности стопорных и регулирующих клапанов турбин, поворотных диафрагм и поворотных заслонок регулируемых отборов пара;

работы обратных и предохранительных клапанов;

статических испытаний систем регулирования на остановленной турбине, работе на холостом ходу и под нагрузкой, построению статической характеристики системы регулирования;

определение импульсных характеристик турбоагрегата;

испытание системы регулирования мгновенным сбросом паровой нагрузки;

испытание системы регулирования мгновенным сбросом электрической нагрузки;

испытание противоразгонной защиты.

4.4.5. Автомат безопасности должен срабатывать при повышении частоты вращения ротора турбины на 10–12 % сверх номинальной или до значения, указанного заводом-изготовителем. Настройку автомата безопасности рекомендуется производить на специальном разгонном стенде.

При срабатывании автомата безопасности должны закрываться:
стопорные, регулирующие (стопорно-регулирующие) клапаны свежего пара и пара промперегрева;
стопорные (отсечные), регулирующие и обратные клапаны, а также регулирующие диафрагмы и заслонки отборов пара;
отсечные клапаны на паропроводах связи со сторонними источниками пара.

При увеличении частоты вращения роторов турбоагрегата сверх номинального значения, например при сбросе нагрузки, детали ротора, в особенности диски и рабочие лопатки последних ступеней турбин большой мощности, подвергаются значительным механическим напряжсниям под влиянием центробежных сил, увеличивающихся пропорционально квадрату частоты вращения. Чтобы сохранить надежность работы ротора в таких условиях, необходимо либо закладывать в конструкцию турбины большие запасы прочности, что обходится весьма дорого, либо ограничивать возможное повышение частоты вращения специальной защитной системой. Обычно запас прочности на увеличение частоты вращения не превышает 20 %, а для некоторых деталей, например лопаток последних ступеней, он еще меньше. Исчерпание запаса прочности может привести к разрушениям дисков, роторов, подшипников и всего турбоагрегата. Подобные аварии считаются одними из наиболее тяжелых на тепловых электростанциях, так как часто сопровождаются возгоранием масла, водорода, обрушением кровли главного здания ТЭС. Поэтому каждая турбина имеет защиту от недопустимого повышения частоты вращения, которая (защита) состоит из автомата безопасности, исполнительных органов (стопорных и регулирующих клапанов, поворотных диафрагм, обратных клапанов отборов) и передаточного механизма.

Автомат безопасности является датчиком, подающим сигнал в систему защиты при недопустимом повышении частоты вращения ротора. По этому сигналу происходит закрытие всех парозапорных органов, прекращающих доступ пара в турбину, предотвращая ее разгон. Автомат безопасности должен быть отрегулирован на срабатывание при повышении частоты вращения ротора турбины на 10–12 % сверх номинальной, до которой завод гарантирует надежность работы деталей ротора. В отдельных случаях заводы-изготовители турбин ограничивают повышение частоты вращения из-за ограниченного запаса прочности деталей ротора и автомат безопасности настраивается на срабатывание при более низкой частоте вращения.

В последующих пунктах (пп. 4.4.6–4.4.10) содержатся требования по обеспечению нормального состояния отдельных элементов системы защиты от недопустимого повышения частоты вращения ротора.

4.4.6. Система защиты турбины от повышения частоты вращения (включая все ее элементы), должна быть испытана увеличением частоты вращения в следующих случаях (если нет специальных указаний завода-изготовителя):
а) после монтажа турбины;
б) после капитального ремонта;
в) перед испытанием системы регулирования сбросом нагрузки с отключением генератора от сети;

г) при пуске после разборки автомата безопасности;
д) при пуске после длительного (более 3 мес.) простоя турбины в случае отсутствия возможности проверки срабатывания бойков автомата безопасности и всех цепей защиты (с воздействием на исполнительные органы) без увеличения частоты вращения выше номинальной;
е) при пуске после простоя турбины в резерве более месяца в случае отсутствия возможности проверки срабатывания бойков автомата безопасности и всех цепей защиты (с воздействием на исполнительные органы) без увеличения частоты вращения выше номинальной;
ж) при пуске после разборки системы регулирования или ее отдельных узлов;
з) при проведении плановых испытаний (не реже 1 раза в 4 мес.).
В случаях «ж» и «з» допускается испытание защиты без увеличения частоты вращения выше номинальной (в диапазоне, указанном заводом – изготовителем турбины), но с обязательной проверкой действия всех цепей защиты.
Испытания защиты турбины увеличением частоты вращения должны производиться под руководством начальника цеха или его заместителя.

Противоразгонная защита турбины обязана обеспечивать сохранность турбогенератора при самом опасном аварийном режиме – мгновенном сбросе электрической нагрузки до нуля и отказе при этом системы регулирования. Поэтому она должна быть всегда надежной, что обеспечивается, среди прочего, испытаниями защиты в регламентированные сроки.

Автомат безопасности и система защиты от разгона работают только при повышении частоты вращения сверх допустимого предела. Все остальное время, в том числе и при работе турбины, все детали автомата безопасности и защиты находятся в относительном покое. В связи с этим могут иметь место (особенно при неудовлетворительной эксплуатации масляной системы турбины или системы маслоснабжения регулирования, приводящей к увлажнению масла, наличию в нем шлама) коррозия и загрязнение бойков или колец автомата безопасности, отложение шлама в зазорах между подвижными деталями. В результате этого увеличивается нечувствительность системы, автомат безопасности может сработать несвоевременно либо вообще не сработать при достижении турбиной предельной частоты вращения.

Правилами устанавливаются сроки расхаживания бойков (колец) автомата безопасности и проверки работы системы защиты. У современных турбин в системе регулирования имеется устройство, предназначенное для испытания автомата безопасности путем подачи масла на «выбивание» бойков (колец) без повышения частоты вращения ротора турбины, в том числе и работающей под нагрузкой.

При разборке автомата безопасности, системы защиты, регулирования или их узлов может быть ошибочно изменено натяжение пружин автомата, что приводит к изменению частоты вращения срабатывания защиты. Кроме того, могут появиться перекосы либо заедания в штоках клапанов, золотниках и других деталях, в ре-

зультате чего увеличивается время действия системы передачи сигнала к исполнительным органам, что ведет к запаздыванию закрытия паровпускных органов. Поэтому после разборки автомата безопасности, системы регулирования или их отдельных узлов вне зависимости от срока предыдущей проверки производится проверка системы защиты.

Испытания автомата безопасности повышением частоты вращения ротора турбоагрегата производятся на холостом ходу турбины при отключенном от сети генераторе. Организация и порядок проведения испытания изложены в «Методических указаниях по проверке и испытаниям автоматических систем регулирования и защит паровых турбин». Испытания проводятся под руководством начальника цеха или его заместителя, так как при их проведении могут возникнуть непредвиденные ситуации, зависящие от обстоятельств, которые не всегда могут быть предусмотрены в инструкциях по эксплуатации оборудования.

4.4.7. Стопорные и регулирующие клапаны свежего пара и пара после промперегрева должны быть плотными.
Плотность стопорных и регулирующих клапанов свежего пара, а также пара промперегрева должна проверяться раздельным испытанием каждой группы.
Критерием плотности служит частота вращения ротора турбины, которая устанавливается после полного закрытия проверяемых клапанов при полном (номинальном) или частичном давлении пара перед этими клапанами. Допустимое значение частоты вращения определяется инструкцией завода-изготовителя или действующими руководящими документами, а для турбин, критерии проверки которых не оговорены в инструкциях завода-изготовителя или действующих руководящих документах, не должно быть выше 50 % номинальной при номинальных параметрах перед проверяемыми клапанами и номинальном давлении отработавшего пара.
При одновременном закрытии всех стопорных и регулирующих клапанов и номинальных параметрах свежего пара и противодавления (вакуума) пропуск пара через них не должен вызывать вращения ротора турбины.
Проверка плотности клапанов должна проводиться после монтажа турбины, перед испытанием автомата безопасности повышением частоты вращения, перед остановом турбины в капитальный ремонт, при пуске после него, но не реже 1 раза в год. При выявлении в процессе эксплуатации турбины признаков снижения плотности клапанов (при пуске или останове турбины) должна быть проведена внеочередная проверка их плотности.

При внезапных сбросах нагрузки с отключением генератора от сети система регулирования должна удержать ротор турбины на холостом ходу. Однако из-за ряда непредвиденных обстоятельств, поломок или дефектов узлов и деталей регулирования и пораспределения возможны нарушения в работе системы регули-

рования. Это могут быть случаи заклинивания штоков в уплотнительных втулках из-за отложения солей, нарушение силовых соединений с сервомоторами клапанов, попадание посторонних предметов под седло регулирующего клапана и др. Тогда вследствие дальнейшего повышения частоты вращения ротора срабатывает автомат безопасности и закрываются стопорные клапаны.

В связи с необходимостью обеспечения высокой надежности защиты от разгона ротора паром к плотности как регулирующих, так и стопорных клапанов турбины предъявляются жесткие требования.

Не всегда удается обеспечить абсолютную плотность клапанов, в основном из-за износа седла и клапана во время эксплуатации. Поэтому в практике эксплуатации допускается некоторый пропуск пара через закрытые клапаны, который не должен вызывать вращения ротора в установившемся режиме с частотой, оговоренной в данном пункте ПТЭ.

Опыт эксплуатации показывает, что проверку плотности стопорных и регулирующих клапанов и устранение выявленных неплотностей достаточно проводить 1 раз в год. Вместе с тем представляется очевидной необходимость проверки плотности клапанов в случаях, указанных ПТЭ, независимо от срока предшествующей проверки. При пуске турбины после монтажа или капитального ремонта это необходимо для контроля качества выполненных работ и получения фактических исходных характеристик плотности клапанов, а перед капитальным ремонтом – для определения объема работ по стопорным и регулирующим клапанам. Перед испытанием автомата безопасности повышением частоты вращения правилами предусматривается проверка плотности клапанов. Это связано с опасностью проведения такого испытания в том случае, если не обеспечена их регламентированная плотность.

Организация и порядок проведения проверки плотности клапанов изложены в «Методических указаниях по проверке и испытаниям автоматических систем регулирования и защит паровых турбин».

Системы регулирования некоторых турбин не оснащены устройствами для раздельной проверки плотности клапанов. У таких турбин проверка плотности регулирующих и стопорных клапанов производится при их совместном закрытии.

4.4.8. Стопорные и регулирующие клапаны свежего пара и пара промперегрева, стопорные (отсечные) и регулирующие клапаны (диафрагмы) отборов пара, отсечные клапаны на паропроводах связи со сторонними источниками пара должны расхаживаться: на полный ход – перед пуском турбины и в случаях, предусмотренных местной инструкцией или инструкцией завода-изготовителя; на часть хода – ежесуточно во время работы турбины.
При расхаживании клапанов на полный ход должны быть проконтролированы плавность их хода и посадка.

Стопорные клапаны, а при длительной работе турбины с постоянной нагрузкой и часть регулирующих клапанов, арматура на отборах пара находятся в неизменном положении. При этом могут быть случаи заклинивания штоков в уплотнительных втулках из-за отложения солей, нарушения силовых соединений с сервомоторами и другие отклонения, приводящие к зависанию клапанов.

Так как исправность клапанов является одним из условий, определяющих надежность работы турбины, в том числе и защиты от разгона, то при работе турбины нужен постоянный контроль за состоянием стопорных и регулирующих клапанов, регулирующих и отсечных органов на отборах пара. Состояние клапанов проверяется их перемещением на полный ход или на часть хода. Такая операция называется расхаживанием клапанов. Современные турбины оснащены приспособлениями для расхаживания клапанов как на часть хода, так и на полный ход. Порядок и условия проведения расхаживания клапанов указываются, как правило, в инструкциях завода-изготовителя, а также должны быть отражены в местной инструкции по эксплуатации.

4.4.9. Плотность обратных клапанов регулируемых отборов и срабатывание предохранительных клапанов этих отборов должны проверяться не реже 1 раза в год и перед испытанием турбины на сброс нагрузки.

Обратные клапаны регулируемых отопительных отборов пара, не имеющих связи с отборами других турбин, РОУ и другими источниками пара, проверке на плотность можно не подвергать, если нет специальных указаний завода-изготовителя.

Посадка обратных клапанов всех отборов должна быть проверена перед каждым пуском и при останове турбины, а при нормальной работе – периодически по графику, определяемому техническим руководителем электростанции, но не реже 1 раза в 4 мес.

При неисправности обратного клапана работа турбины с соответствующим отбором пара не допускается.

Турбины с регулируемыми отборами пара могут работать на общий коллектор, который питается паром от различных источников (РОУ, отборы других турбин). В случае сброса нагрузки одной из турбин пар, поступающий в ее проточную часть из общего коллектора обратным ходом, может увеличить частоту вращения ротора до недопустимого значения, привести к аварии с тяжелыми последствиями. Поэтому к обратным клапанам регулируемых отборов (кроме отопительных отборов, не имеющих связи с другими источниками) предъявляются требования надлежащей плотности, которая должна проверяться, как указано в Правилах.

На динамическое повышение частоты вращения ротора при сбросе нагрузки влияет также система регенерации турбины. После закрытия регулирующих клапанов при сбросе нагрузки пар внутри турбины расширяется до давления, практически равного давлению в выхлопной части. Так же быстро падает давление в регенеративных подогревателях. Если в этом режиме не срабатывают обратные клапаны на трубопроводах отбора пара на регенерацию, то конденсат греющего пара, находящийся в паровом пространстве подогревателей, вскипает и образующийся пар поступает в проточную часть турбины. Тепла, аккумулированного в конденсате греющего пара, достаточно, чтобы разогнать ротор турбины до частоты вращения, превышающей уставку срабатывания автомата безопасности. Кроме того, появляется вероятность выноса влаги, что может вызвать повреждение лопаточного аппарата или повышенные термические напряжения. Поэтому предъявляются жесткие требования к надежной работе и высокому быстродействию обратных клапанов и устройств их принудительного закрытия на паропроводах системы регенерации.

Предохранительные клапаны регулируемых отборов пара и противодавления турбины предохраняют ее от опасного повышения давления в камерах отборов (или на выхлопе), возможного в случае отказа системы регулирования.

Указанная в ПТЭ периодичность проверки плотности и посадки обратных клапанов и срабатывания предохранительных клапанов проверена многолетним опытом эксплуатации и обеспечивает надежность их работы. Организация и порядок проведения проверок изложены в «Методических указаниях по проверке и испытаниям автоматических систем регулирования и защит паровых турбин».

4.4.10. Проверка времени закрытия стопорных (защитных, отсечных) клапанов, а также снятие характеристик системы регулирования на остановленной турбине и при ее работе на холостом ходу для проверки их соответствия требованиям п. 4.4.3 настоящих Правил и данным завода-изготовителя должны выполняться:

после монтажа турбины;

непосредственно до и после капитального ремонта турбины или ремонта основных узлов системы регулирования или парораспределения.

Снятие характеристик системы регулирования при работе турбины под нагрузкой, необходимых для построения статической характеристики, должны выполняться:

после монтажа турбины;

после капитального ремонта турбины или ремонта основных узлов системы регулирования или парораспределения.

При приемке турбины в эксплуатацию после монтажа проводится наладка системы регулирования, строятся статические характеристики как отдельных узлов, так и системы регулирования в целом. Проверяется надежность работы защитных устройств как на остановленной турбине, так и на работающей. Полученные результаты сравниваются с указанными в заводской документации, а также с требованиями ПТЭ.

Перед выводом турбоагрегата в капитальный ремонт необходимо проверить работу системы регулирования и парораспределения с целью определения объема работ при ремонте, а также необходимости внесения изменений в систему регулирования.

После капитального ремонта или ремонта основных узлов системы регулирования или парораспределения также производится проверка характеристик системы регулирования, так как при проведении ремонта могут измениться динамические характеристики турбоагрегата, а также статические и динамические характеристики регулирования.

Проверка времени закрытия стопорных клапанов производится на остановленной турбине и работе ее на холостом ходу. Определение времени производится с помощью электрического секундомера или осциллографа. При этом определяют время запаздывания закрытия сервомоторов клапанов, т. е. время от момента воздействия на защиту до начала перемещения сервомотора, и время перемещения (собственно время закрытия) клапанов. Суммарное время закрытия сервомотора не должно превышать значений, указанных заводом-изготовителем в его инструкции (формуляре).

В объем работ по определению статической характеристики системы регулирования включаются статические испытания системы регулирования:

на остановленной турбине;

на холостом ходу турбины;

при работе турбины под нагрузкой.

По полученным данным строится статическая характеристика системы регулирования турбины, определяются общая и местные степени неравномерности регулирования, а также степень нечувствительности по частоте вращения и по давлению пара в отборах (для турбин с регулируемыми отборами).

4.4.11. Испытания системы регулирования турбины мгновенным сбросом нагрузки, соответствующей максимальному расходу пара, должны выполняться:

при приемке турбин в эксплуатацию после монтажа;

после реконструкции, изменяющей динамическую характеристику турбоагрегата или статическую и динамическую характеристики системы регулирования.

Испытания системы регулирования серийных турбин, оснащенных электрогидравлическими преобразователями (ЭГП), могут быть произведены путем парового сброса нагрузки (мгновенным закрытием только регулирующих клапанов) без отключения генератора от сети.

На головных образцах турбин и на первых образцах турбин, подвергшихся реконструкции (с изменением динамической характеристики агрегата или характеристик регулирования), и на всех турбинах, не оснащенных ЭГП, испытания должны проводиться со сбросом электрической нагрузки путем отключения генератора от сети.

При мгновенном сбросе электрической нагрузки с отключением генератора от сети система регулирования должна удержать турбоагрегат на холостом ходу, не допустить повышения частоты вращения ротора сверх уставки срабатывания противоразгонной защиты. В практике эксплуатации часто встречаются случаи, когда со стороны энергосистемы поступают различные возмущения, вызывающие полный сброс нагрузки. Это могут быть режимы с перегрузкой линий электропередачи, короткое замыкание на линии, повреждение обмоток генератора или повышающего трансформатора. Поэтому требование удержания системой регулирования частоты вращения ротора на холостом ходу при сбросе нагрузки является очень важным. Срабатывание автомата безопасности при этом считается аварийным режимом.

Испытания со сбросом нагрузки после монтажа турбоустановки являются важнейшей проверкой качества изготовления и монтажа турбины и ее системы регулирования.

Реконструкция проточной части турбины (перевод на противодавление, удаление отдельных ступеней проточной части, удаление ротора низкого давления с заменой его фальп-валом, организация дополнительных отборов из некоторых отсеков проточной части) приводит к изменению динамических характеристик турбоагрегата. Поэтому после реконструкции такого типа необходимо выполнить весь объем работ по проверке характеристик системы регулирования, в том числе и

испытания мгновенным сбросом нагрузки. Очевидно, такие же проверки следует выполнять и после реконструкции, изменяющей характеристики самой системы регулирования.

Испытание системы регулирования турбины мгновенным сбросом электрической нагрузки производится путем отключения генератора от сети. Данные испытания являются сложной и ответственной операцией, выполняются по специальной программе, утверждаемой техническим руководителем электростанции. При подготовке к испытаниям проводится большое число предварительных проверок:

плотности закрытия стопорных и регулирующих клапанов;
работы автомата безопасности при повышении частоты вращения ротора;
посадки обратных клапанов регенеративных отборов пара;
плотности закрытия обратных клапанов регулируемых отборов;
статической характеристики системы регулирования;
работы предохранительных клапанов;
работы АВР резервных и аварийных маслонасосов.

В случае неудовлетворительного результата любой из предварительных проверок испытания откладываются до устранения выявленного недостатка с последующим повторением проверки.

При испытаниях мгновенным сбросом паровой нагрузки турбины генератор остается включенным в сеть. Целью этого испытания является проверка эксплуатационной надежности всего комплекса защит турбины от разгона – канала регулирования частоты вращения ротора (за исключением регулятора скорости), канала противоразгонной защиты (за исключением бойков и золотников автомата безопасности), стопорных и регулирующих клапанов, обратных клапанов отборов и др. Опыт проводится мгновенным закрытием регулирующих клапанов турбины с помощью электрической части системы регулирования.

При обработке результатов испытания сбросом паровой нагрузки определяют энергию, выработанную турбиной до момента снижения нагрузки до нуля. Затем по специальным методикам определяют энергию, соответствующую условиям мгновенного сброса номинальной электрической нагрузки. По величине этой энергии можно определить значение вероятного максимального повышения частоты вращения ротора при мгновенном сбросе электрической нагрузки.

4.4.12. При выявлении отклонений фактических характеристик регулирования и защиты от нормативных значений, увеличении времени закрытия клапанов сверх указанного заводом-изготовителем или в местной инструкции или ухудшения их плотности должны быть определены и устранены причины этих отклонений.

В пояснениях по пп. 4.4.2–4.4.11 указывалось, что от состояния системы регулирования и защиты турбины от разгона в значительной степени зависят надежность работы турбины и ее функциональные показатели. Текущее состояние системы регулирования и защиты турбин необходимо регулярно контролировать. Отклонение фактических характеристик системы регулирования и защиты от нормативных значений могут быть вызваны следующими причинами:

а) неправильной наладкой и настройкой системы регулирования;

б) повышенной нечувствительностью системы регулирования, вызванной износом трущихся поверхностей, увеличением зазоров, заносом шламом окон букс,

связанными с длительной или неудовлетворительной эксплуатацией системы регулирования и системы маслоснабжения регулирования;

в) несовершенством конструкции отдельных элементов системы регулирования.

Указанные причины могут привести к следующим наиболее серьезным неисправностям системы регулирования:

неспособности системы регулирования удержать частоту вращения ниже уровня настройки автомата безопасности после сброса нагрузки с отключением генератора;

низкому быстродействию системы регулирования;

качанию системы регулирования, проявляющемуся в самопроизвольном изменении нагрузки;

пульсации отдельных элементов системы регулирования;

неудовлетворительной плотности регулирующих клапанов, когда после открытия стопорных клапанов происходит увеличение частоты вращения ротора;

ступенчатому изменению нагрузки турбины или частоты вращения ротора при воздействии на механизм управления или при работе регулятора скорости или давления.

4.4.13. Эксплуатация турбин с введенным в работу ограничителем мощности допускается как временное мероприятие только по условиям механического состояния турбоустановки с разрешения технического руководителя электростанции. При этом нагрузка турбины должна быть ниже уставки ограничителя не менее чем на 5 %.

У турбин имеется ограничитель мощности, служащий для предохранения турбин от перегрузки (например, при снижении частоты в сети). Ограничитель мощности позволяет ограничить открытие регулирующих клапанов. Этим устройством пользуются при необходимости ограничить мощность турбины по условиям ее механического состояния, т. е. когда дальнейшее повышение нагрузки связано, например, с заклиниванием регулирующих клапанов. Действие ограничителя мощности одностороннее: его введение не препятствует разгрузке турбины (закрытию клапанов при сбросе нагрузки), но делает невозможным дальнейший набор нагрузки.

Жесткая регламентация условий, при которых в виде исключения может быть допущена эксплуатация турбины с введенным в работу ограничителем мощности, определяется тем, что в этом случае турбина исключается из участия в покрытии дефицита мощности в энергосистеме. При работе турбины с регулирующими клапанами, стоящими на упоре, клапаны будут продолжительное время находиться в неподвижном состоянии, что способствует загрязнению солями, медью и прочими веществами зазоров между штоками клапана и втулкой. Это может привести к потере клапанами способности перемещаться в нужный момент.

Необходимостью обеспечения работоспособности органов парораспределения и вызвано указание об отстройке по нагрузке от уставки ограничителя мощности. Неисправности, приведшие к необходимости работы турбины с ограничителем мощности, должны устраняться при первой возможности.

4.4.14. При эксплуатации системы маслоснабжения турбоустановки должны быть обеспечены:
надежность работы агрегатов на всех режимах;
пожаробезопасность;
поддержание нормальных качества масла и температурного режима;
предотвращение протечек масла и попадания его в охлаждающую систему и окружающую среду.

Неполадки в системе маслоснабжения турбины могут привести к очень серьезным последствиям, например, к пожару с воспламенением масла или к мгновенному прекращению поступления масла на смазку или на регулирование – тяжелой аварии с подплавлением подшипников и повреждением турбины. Поэтому обеспечение правильной эксплуатации системы маслоснабжения турбоустановки является важной задачей обслуживающего персонала.

Условия надежной работы системы маслоснабжения определяются рядом факторов. *К ним относятся как качество проектно-конструкторских решений, изготовления* и монтажа, так и уровень эксплуатации, объем и качество планово-предупредительных ремонтов.

При эксплуатации маслосистемы надежная ее работа обеспечивается следующими мерами:

постоянным контролем рабочих параметров, предотвращением отклонений параметров за пределы, установленные техническими условиями заводов-изготовителей и эксплуатационными инструкциями;

периодическими осмотрами узлов маслосистемы;

содержанием в чистоте оборудования и рабочих мест, масляных канавок и сливных трубопроводов из этих канавок, удалением промасленной изоляции трубопроводов;

опробованием агрегатов, находящихся в резерве, испытаниями защитных устройств и блокировок;

поддержанием в исправном состоянии средств контроля и сигнализации.

Применение в маслосистемах в основном минеральных масел с низкими температурами вспышки (для турбинного масла Тп-22С – 186 °С) вызывает повышенную пожароопасность. Поэтому, несмотря на то что конструкция отдельных элементов системы должна исключать утечки рабочей жидкости (масла) и возможность ее попадания на горячие поверхности турбины и паропроводов, эксплуатационный персонал обязан вести строгий контроль за состоянием оборудования, трубопроводов и арматуры, проверять отсутствие трещин, свищей, неплотностей фланцевых соединений, протечек через арматуру дренажей, воздушников, пробоотборов, принимать меры к немедленному устранению появившихся протечек масла. Проведение пожароопасных работ вблизи оборудования маслосистемы без принятия специальных предохранительных мер не допускается.

Пригодность масла для смазки и уплотнения, отвода тепла, передачи импульсов и перемещений системы регулирования определяется его чистотой, содержанием воды, шлама и механических примесей, плотностью, кислотным числом, температурой вспышки и др. Эксплуатационный персонал обязан вести периодический визуальный контроль и сокращенный лабораторный анализ качества масла. Визуальный анализ заключается в проверке его по внешнему виду на содержание

воды, шлама и механических примесей. При отрицательных результатах контроля качества масла следует принимать меры к восстановлению его свойств имеющимися средствами очистки от механических примесей, шлама и влаги с помощью центрифуги или маслоочистительной машины, а от шлама и механических примесей – с помощью фильтр-прессов. При этом следует также выполнить мероприятия по наладке режимов работы оборудования, влияющего на качество масла (уплотнений турбины, маслоохладителей, фильтров), удалению отстоя из маслобака и доливке чистого масла, введению в систему присадок, замедляющих старение масла.

Следует контролировать состояние масляных фильтров. Чистку сеток маслобака следует производить, когда перепад уровней масла на сетках достигнет определенной величины, указанной в инструкции по эксплуатации. Чистку фильтра тонкой очистки необходимо производить при повышении перепада давления масла на фильтре до величины, указанной в инструкции (примерно 0,3 МПа).

Эксплуатационный персонал должен принимать меры по своевременному обнаружению и локализации утечек масла из систем смазки, регулирования и уплотнений. Все помещения и участки маслосистемы и маслохозяйства должны быть оборудованы системой сбора протечек и дренажей с возможностью их транспортировки в специальные емкости для последующей очистки или переработки. Давление охлаждающей воды в маслоохладителях должно поддерживаться в допустимых пределах выше давления масла для исключения его попадания в окружающую среду. При обнаружении неплотности трубных систем маслоохладителей последние должны немедленно отключаться и выводиться в ремонт.

4.4.15. Резервные и аварийные масляные насосы и устройства их автоматического включения должны проверяться в работе 2 раза в месяц при работе турбоагрегата, а также перед каждым его пуском и остановом.

Для турбин, у которых рабочий маслонасос системы смазки имеет индивидуальный электропривод, проверка автоматического включения резерва (АВР) перед остановом не производится.

При работе турбоустановки возможны неполадки в системе маслоснабжения, например, поломка рабочего маслонасоса или отключение его электродвигателя, повреждение главного маслонасоса (на валу турбины) или поломка зубьев редуктора или шлицевого валика его привода. Подобные неполадки могут привести к мгновенному прекращению подачи масла на смазку, регулирование и уплотнения и вызвать тяжелую аварию, надолго выводящую турбоустановку из строя. Поэтому в системах маслоснабжения предусмотрены резервные и аварийные маслонасосы с электроприводом и устройства автоматического включения резерва по падению давления масла или отключению электропривода рабочего насоса. При этом двигатели аварийных маслонасосов питаются от источника постоянного тока.

При эксплуатации маслосистемы должны быть обеспечены высокая готовность резервного оборудования и устройств его автоматического включения. Поэтому резервные и аварийные маслонасосы должны периодически проверяться в работе, равно как и их устройства АВР. Как показала практика эксплуатации, достаточным является проведение проверок автоматического включения резервных и аварийных маслонасосов 2 раза в месяц.

Проверка системы АВР перед пуском турбины необходима для определения работоспособности всех ее устройств, так как во время простоя могут проводиться работы в схемах и оборудовании либо по каким-то причинам быть нарушены или изменены условия работы АВР.

Для турбоустановок, имеющих главный маслонасос на валу турбины, обязательно опробование резервных электронасосов и их АВР перед остановом турбины, так как при выбеге ротора давление масла, создаваемое главным насосом, будет снижаться. Для турбин с маслосистемами, оборудованными рабочими и резервными маслонасосами с индивидуальными электроприводами, режим работы маслосистемы во время останова турбины фактически не меняется, поэтому дополнительная проверка АВР перед остановом не требуется.

4.4.16. У турбин, оснащенных системами предотвращения развития горения масла на турбоагрегате, электрическая схема системы должна проверяться перед пуском турбины из холодного состояния.

Появление значительных неплотностей в маслопроводах, разрушение узлов и механизмов турбины, генератора, питательных насосов, связанных с общей системой маслоснабжения турбоагрегата, приводит к сильным (фонтанирующим) течам масла, что, в свою очередь, может вызвать пожар в машинном зале электростанции. Развившийся пожар с горением масла имеющимися у эксплуатационного персонала средствами потушить достаточно трудно из-за очень высокой температуры пламени и выделения большого количества ядовитых продуктов сгорания. Часто такие пожары приводят к разрушению строительных конструкций и полному выходу из строя нескольких турбоагрегатов.

Для предотвращения развития пожара в турбинных цехах турбоагрегаты мощностью 250 МВт и выше оснащаются специальной системой предотвращения развития горения масла. В системе объединены эксплуатационные мероприятия по уменьшению пожарной опасности турбоагрегатов при аварийном выбросе большого количества нефтяного турбинного масла. Эти мероприятия включают в себя действия как защит и блокировок, так и персонала.

При воспламенении масла на турбоагрегате и невозможности ликвидировать очаг горения имеющимися средствами персонал вводит систему в действие, что приводит к автоматическому отключению турбины, генератора, срыву вакуума, останову рабочих насосов смазки и введению запретов на включение резервных и аварийных насосов смазки и насосов системы регулирования.

Электрическая схема системы предотвращения загорания масла должна проверяться перед пуском турбины из холодного состояния при вращении ротора валоповоротным устройством. После проверки системы все технологические защиты и блокировки приводятся в рабочее состояние.

4.4.17. Запорная арматура, устанавливаемая на линиях системы смазки, регулирования и уплотнений генератора, ошибочное переключение которой может привести к останову или повреждению оборудования, должна быть опломбирована в рабочем положении.

Маслосистемы турбоагрегатов включают некоторое количество запорной арматуры. Эта арматура не является оперативной и при работе турбоагрегата посто-

янно находится в определенном положении. Например, задвижки до и после маслоохладителей должны быть открыты, а закрываются при выводе аппарата в ремонт. Задвижки на линии откачки масла из главного маслобака в маслоаппаратную должны быть постоянно закрыты.

Был зарегистрирован ряд случаев, приведших к серьезным авариям с под-плавлением подшипников турбоагрегата из-за прекращения или резкого уменьшения поступления масла на смазку, при закрытии задвижек из-за ошибочных действий обслуживающего персонала при оперативных переключениях.

Рассматриваемое требование ПТЭ является одной из мер, направленных на предотвращение ошибочных переключений в схемах маслосистем турбины и генератора. Маховики задвижек или вентилей на маслопроводах фиксируются в рабочем положении, открытом или закрытом по режиму, и опломбируются. Опломбирование выполняется таким образом, чтобы переключение арматуры невозможно было провести без нарушения целостности пломбы. Тем самым исключается возможность свободного пользования этой арматурой. Опломбирование часто применяется в сочетании с запиранием арматуры на замок.

Положение опломбированной арматуры фиксируется в оперативной документации начальником смены или старшим машинистом. У них же хранятся ключи от замков, на которые запирается арматура. Сохранность пломб проверяется машинистом или обходчиком при приемке смены.

4.4.18. При эксплуатации конденсационной установки должна быть обеспечена экономичная и надежная работа турбины во всех режимах эксплуатации с соблюдением нормативных температурных напоров в конденсаторе и норм качества конденсата.

Экономичность и надежность работы турбины во многом определяется давлением в конденсаторе (вакуумом). Величина давления (глубина вакуума) зависит от ряда факторов: чистоты трубной системы и трубных досок конденсаторов, присосов воздуха в вакуумную систему турбоустановки, расходов охлаждающей воды и ее температуры, работы воздухоотсасывающих устройств.

В общем случае для конкретной турбины чем меньше давление в конденсаторе, тем выше мощность и КПД при неизменном расходе пара на турбину. Повышение давления в конденсаторе снижает надежность работы турбины (кроме ухудшения экономичности). Дело в том, что при повышении давления растет температура выхлопных частей турбины, что может привести к значительному вертикальному перемещению точки опоры ротора низкого давления, нарушению центровки валопровода турбины и недопустимым относительным перемещениям ротора низкого давления. Для предотвращения аварий, вызванных значительным повышением давления в конденсаторе, турбоагрегаты оснащаются автоматической защитой, отключающей турбину при ухудшении вакуума до определенной величины, указываемой заводом – изготовителем турбины.

Уменьшение давления в конденсаторе при данной температуре воды связано с увеличением пропуска циркуляционной воды и расхода энергии на привод циркуляционных насосов. Важно, чтобы прирост мощности турбины из-за углубления вакуума был больше прироста расхода энергии на насосы. Для данного режима работы турбоустановки существует оптимальный расход охлаждающей воды, при определении которого учитываются изменения затрат электроэнергии на привод

циркуляционных насосов и выработки электроэнергии турбоагрегатом при соответствующих изменениях давления в конденсаторе (вакуума). Оптимальное количество охлаждающей воды зависит от нагрузки турбоагрегата (расхода пара в конденсатор) и температуры охлаждающей воды.

Оптимальные расходы охлаждающей воды определяются для каждой конкретной электростанции с учетом различия в системах циркуляционного водоснабжения и характера нагрузки турбоагрегатов. Для схем водоснабжения с центральной береговой насосной и магистральными водоводами наиболее часто применяется способ регулирования расхода охлаждающей воды изменением числа одновременно работающих циркуляционных насосов. Для блочных схем водоснабжения оптимальное регулирование достигается за счет изменения угла разворота рабочих лопастей циркуляционных насосов типа ОП. Применяются также электроприводы с регулируемой частотой вращения, что обеспечивает высокую экономичность.

Температурный напор в конденсаторе определяется как разность температуры насыщения при давлении на входе в конденсатор и температуры выходящей из конденсатора охлаждающей воды. Температурный напор характеризует чистоту поверхности охлаждения. Чем чище поверхность, тем меньше температурный напор и тем более глубокий вакуум может быть достигнут при прочих равных условиях. Температурные напоры в конденсаторах регламентируются нормативными характеристиками конденсационных установок паровых турбин различного типа.

Одной из важных задач обеспечения надежности эксплуатации является поддержание требуемого качества конденсата. В ПТЭ определяются допустимые нормы солесодержания (общая жесткость) и концентрации кислорода в конденсате (пп. 4.8.31 и 4.8.32). Источником загрязнения конденсата солями могут явиться неплотности трубной системы конденсаторов. Кислород может поглощаться конденсатом в случае присосов воздуха при неплотности находящегося под вакуумом тракта от конденсатосборника до конденсатных насосов либо попадать в конденсат с паром при значительных присосах воздуха в вакуумную систему и неудовлетворительной деаэрирующей способности конденсатора.

4.4.19. При эксплуатации конденсационной установки должны проводиться:

профилактические мероприятия по предотвращению загрязнений конденсатора (обработка охлаждающей воды химическими и физическими методами, применение шарикоочистных установок и т. п.);

периодические чистки конденсаторов при повышении давления отработавшего пара по сравнению с нормативными значениями на 0,005 кгс/см² (0,5 кПа) из-за загрязнения поверхностей охлаждения;

контроль за чистотой поверхности охлаждения и трубных досок конденсатора;

контроль за расходом охлаждающей воды (непосредственным измерением расхода или по тепловому балансу конденсаторов), оптимизация расхода охлаждающей воды в соответствии с ее температурой и паровой нагрузкой конденсатора;

проверка плотности вакуумной системы и ее уплотнение; при-

сосы воздуха (кг/ч) в диапазоне изменения паровой нагрузки конденсатора 40–100 % должны быть не выше значений, определяемых по формуле

$$G_в = 8 + 0{,}065\,N,$$

где N – номинальная электрическая мощность турбоустановки на конденсационном режиме, МВт;
проверка водяной плотности конденсатора путем систематического контроля солесодержания конденсата;
проверка содержания кислорода в конденсате после конденсатных насосов.

Методы контроля за работой конденсационной установки, его периодичность определяются местной инструкцией в зависимости от конкретных условий эксплуатации.

Выполнение указанных требований обеспечивает надежность и экономичность работы турбоустановки.

Загрязнение поверхности конденсаторных трубок отложениями солевого или биологического характера (обычно со стороны охлаждающей воды) увеличивает температурный напор в конденсаторе и соответственно давление отработавшего пара. Ухудшение вакуума против нормативного значения, соответствующего чистой поверхности трубок, приводит к значительному снижению экономичности турбоустановки, а иногда и к ограничению мощности турбины. Например, для турбин с параметрами свежего пара 240 кгс/см², 540 °С ухудшение вакуума на 1 % приводит к увеличению удельного расхода тепла примерно на 0,9–1,5 % при номинальной нагрузке турбоагрегата. В связи с этим при эксплуатации турбины должны осуществляться тщательный контроль чистоты поверхности конденсаторов и приниматься своевременные меры по ее очистке.

Загрязнение трубных досок конденсатора увеличивает его гидравлическое сопротивление, из-за чего уменьшается расход охлаждающей воды и ухудшается вакуум. Поэтому следует контролировать гидравлическое сопротивление по перепаду давления на входе и выходе из конденсатора при определенном расходе охлаждающей воды. При превышении нормативного сопротивления должна производиться чистка.

Следует учитывать, что периодические очистки трубок конденсаторов не решают полностью задачи поддержания максимально возможной экономичности. Постепенный рост количества отложений на трубках, образующихся в период между двумя чистками, приводит к работе турбины с некоторым вакуумом, более низким, чем вакуум при чистом конденсаторе. Кроме того, для высококачественной очистки трубок требуются останов или снижение нагрузки турбины и значительные трудозатраты. Поэтому очень важно проводить профилактические мероприятия, предотвращающие загрязнение трубок конденсаторов и связанное с ним ухудшение вакуума.

Эти мероприятия определяются в зависимости от характера и состава отложений.

При органическом загрязнении трубок на поверхности трубной системы с водяной стороны оседают микроорганизмы и водоросли, содержащиеся в циркуляционной воде, забираемой из естественных или искусственных водоемов. Под влиянием благоприятных температурных условий в конденсаторе микроорганизмы,

закрепившиеся на поверхности трубок, начинают постепенно разрастаться, образуя с течением времени значительный слой слизистых отложений, ухудшающий теплопередачу от пара к воде (увеличение температурного напора). Кроме того, уменьшается сечение трубок, что ведет к увеличению гидравлического сопротивления конденсатора и уменьшению расхода воды через него.

Эффективным средством борьбы с органическими отложениями является обработка циркуляционной воды хлором или медным купоросом. При этом поверхность трубок активируется хлором или купоросом и становится токсичной для микроорганизмов. Перед переходом к систематической обработке циркуляционной воды реагентами необходимо провести тщательную механическую или гидромеханическую очистку трубок, так как в этом случае эффективность профилактических мероприятий будет выше.

Плотные неорганические отложения (накипь) появляются в конденсаторе при повышенном содержании в циркуляционной воде солей жесткости $Ca(HCO_3)_2$. $Mg(HCO_3)_2$. Подобные условия создаются часто в оборотных системах водоснабжения, где за счет испарения воды и подпитки системы водой, содержащей соли, растет солесодержание циркуляционной воды и при достижении предельного значения карбонатной жесткости начинается распад бикарбонатов с отложением солей на поверхности трубок конденсатора.

Профилактическими мероприятиями против образования неорганических отложений является организация рационального режима продувки и подпитки систем оборотного водоснабжения, а также проведение химической обработки воды – фосфатирование или подкисление. Применение химических способов улучшения качества циркуляционной воды приводит к необходимости обработки больших количеств воды и требует значительных затрат. Поэтому в настоящее время все большее распространение получает метод непрерывной механической очистки трубок конденсаторов резиновыми шариками. Опыт работы электростанций с внедренными установками шариковой очистки конденсаторных трубок показал высокую эффективность данного метода для профилактики загрязнений как неорганического, так и органического характера.

Установленный ПТЭ предел ухудшения вакуума против нормативного на 0,5 %, после достижения которого должна производиться чистка конденсатора, до известной степени условен, однако им следует руководствоваться для предотвращения чрезмерного снижения экономичности турбоустановки и установления периодичности проведения чистки конденсаторов на электростанции.

Расход охлаждающей воды контролируется или непосредственным измерением с помощью сегментных диафрагм, применяемых для водоводов больших диаметров, или определяется из теплового баланса конденсатора по нагреву воды и расходу отработавшего пара. Измерение расхода охлаждающей воды позволяет также контролировать состояние циркуляционных насосов по их характеристикам.

Присосы воздуха через неплотности конденсатора и вакуумной системы турбоустановки оказывают влияние на процесс теплопередачи с паровой стороны трубок конденсатора, увеличивая температурный напор, а также на содержание кислорода в конденсате отработавшего пара.

Создание абсолютной плотности конденсатора и вакуумной системы турбоустановки невозможно. Присос воздуха происходит через различные неплотности в стыках сопрягаемых деталей, фланцевом разъеме ЦНД, фланцевых соединениях трубопроводов, находящихся под вакуумом, в арматуре, через концевые уплотнения турбины при их неудовлетворительной работе. При этом количество присасы-

ваемого воздуха зависит от нагрузки турбины. При уменьшении пропуска пара в конденсатор вдвое по сравнению с номинальным режимом присос воздуха может возрасти на 30–40 % за счет увеличения количества узлов турбоагрегата, работающих под разрежением (регенеративные подогреватели и др.).

В случае применения пароструйных эжекторов возможен их переход на перегрузочный режим, когда количество присасываемого воздуха превышает рабочую производительность эжектора. При этом ухудшается вакуум в конденсаторе и увеличивается содержание кислорода в конденсате. При применении водоструйных эжекторов повышение давления в конденсаторе меньше, чем при применении пароструйных эжекторов, так как при больших присосах они не срываются, а продолжают устойчиво работать в соответствии со своей характеристикой на сухом воздухе.

В основу предписываемых ПТЭ максимально допустимых значений присосов воздуха положены практически достигнутые в эксплуатации значения. Плотность вакуумной системы оценивается непосредственным измерением количества воздуха, отсасываемого пароструйным эжектором, с помощью дроссельного расходомерного устройства. Для установок с водоструйными эжекторами, в которых непосредственное измерение расхода отсасываемого воздуха невозможно, используется характеристика эжектора – зависимость давления на всасе эжектора от расхода воздуха. При обнаружении больших присосов воздуха следует выявить все неплотности и устранить их в кратчайший срок. Выявление мест присосов производится на работающей машине с помощью галоидных течеискателей, на остановленной – путем залива вакуумной системы водой и визуального осмотра. Высокоэффективным способом отыскания неплотностей вакуумной системы является паровая опрессовка.

Одной из важных задач обеспечения надежности эксплуатации является поддержание требуемого качества конденсата. Источником загрязнения конденсата могут явиться неплотности трубной системы конденсаторов, через которые охлаждающая вода, давление которой значительно выше давления в паровом пространстве конденсатора, попадает в конденсат. Количество присасываемой циркуляционной воды может быть незначительным, но даже малое ее количество достаточно, чтобы вывести конденсат турбины по жесткости за пределы, разрешенные ПТЭ. Так, для турбины К-300-240 присос циркуляционной воды, имеющей жесткость, например, 300 мг/л (чистая речная, озерная вода), в количестве 8–10 л/ч уже является недопустимым. Контроль за присосами циркуляционной воды ведется путем химического анализа конденсата на жесткость.

Неплотности трубной системы могут возникать в местах развальцовки трубок в трубных досках из-за дефектов вальцовки, в самих трубках могут появляться трещины и изъязвления материала как следствие агрессивного действия воды.

Для обеспечения плотности вальцовочных соединений применяется нанесение на трубные доски конденсаторов уплотняющих покрытий (битумное покрытие, гуммирование). Уменьшение вероятности повреждения металла по длине трубок обеспечивается выбором материала трубок в соответствии с качеством охлаждающей воды.

При наличии в конденсате коррозионно-активных газов, в частности кислорода, трубопроводы и оборудование, расположенные на участке от конденсатора до деаэратора, подвергаются коррозии. Продукты коррозии, выносимые в деаэратор, а оттуда в котел, откладываясь на поверхностях нагрева, создают предпосылки для тяжелых аварий из-за пережога труб.

Как правило, конденсаторы обладают удовлетворительной деаэрирующей способностью и обеспечивают содержание кислорода в конденсате после конденсатора в пределах норм, предписываемых ПТЭ. Однако при неплотности находящегося под вакуумом тракта до конденсатных насосов возможны присосы воздуха и поглощение кислорода деаэрированным в конденсаторе конденсатом. Присосы воздуха в трубопроводы конденсата, т. е. непосредственно в воду, наиболее опасны, так как даже незначительного количества подсасываемого воздуха достаточно для заражения всего потока конденсата.

Постоянный контроль содержания кислорода в конденсате обеспечивает возможность своевременного принятия мер для предотвращения коррозии металла по тракту конденсата. Контроль содержания кислорода в конденсате производится путем химического анализа отбираемой пробы. Проба конденсата отбирается после конденсатных насосов и, таким образом, под контролем оказывается весь находящийся под вакуумом всасывающий тракт от конденсатора до насоса.

Присосы воздуха на всасывающем тракте конденсатного насоса могут происходить в сварных соединениях при их некачественном исполнении, через неплотности фланцевых соединений трубопроводов, сальники штоков задвижек. Неплотности должны устраняться повторной сваркой соединений, установкой во фланцевые соединения прокладок, организацией гидравлических уплотнений штоков задвижек, использованием вакуумной арматуры и др.

4.4.20. При эксплуатации оборудования системы регенерации должны быть обеспечены:
нормативные значения температуры питательной воды (конденсата) за каждым подогревателем и конечный ее подогрев;
надежность теплообменных аппаратов.
Нагрев питательной воды (конденсата), температурные напоры, переохлаждение конденсата греющего пара в подогревателях системы регенерации должны проверяться до и после капитального ремонта турбоустановки, после ремонта подогревателей и периодически по графику (не реже 1 раза в месяц).

Турбоустановка любого типа проектируется заводом для работы в определенных (расчетных) условиях. Одним из этих условий является оптимальный режим работы системы регенерации (расчетные давления в отборах, расчетные энтальпии (температуры) питательной воды (конденсата) после подогревателей). При отклонении параметров работы системы регенерации от расчетных для данной нагрузки экономичность турбоустановки значительно ухудшается.

Для каждой турбоустановки установлена и регламентирована нормативной характеристикой турбоагрегата номинальная для различной нагрузки температура выходящей из регенеративных подогревателей воды. Конечная энтальпия (температура) питательной воды после последнего ПВД непосредственно влияет на расход тепла на турбоустановку. Недогрев питательной воды (конденсата) в отдельных подогревателях регенеративной установки приводит как к ухудшению экономичности установки, так и снижению надёжности самих подогревателей (недогрев в предыдущем подогревателе приводит к перегрузке последующего).

Совершенство конструкции и качество работы регенеративного подогревателя характеризуются величиной температурного напора. В поверхностных подогре-

вателях теплопередача от греющего пара к нагреваемой воде возможна при наличии некоторой разности температур между ними. Обычно места отборов пара в турбине выбирают с таким расчетом, чтобы разность температур насыщения греющего пара, подаваемого из отбора в подогреватели, и питательной воды (конденсата) составляла 5–6 °С для подогревателей низкого давления и 2–3 °С – для подогревателей высокого давления.

Разность между температурой насыщения $t_{нас}$ греющего пара, соответствующей давлению пара на входе в подогреватель, и температурой питательной воды (конденсата) после подогревателя $t^{в}_{2}$ есть температурный напор $dt = t_{нас} - t^{в}_{2}$ %, который характеризует недогрев воды в этом подогревателе. Следует отметить, что в ПВД, на которые подается перегретый пар и где часть поверхности приспособлена для использования перегрева, температурный напор может быть отрицательным, т. е. нагрев воды может быть выше температуры насыщения греющего пара.

Причинами повышенного температурного напора могут быть:

снижение коэффициента теплопередачи из-за загрязнения поверхности теплообмена с водяной и паровой сторон или неудовлетворительной работы системы отсоса воздуха из парового пространства;

уменьшение рабочей поверхности подогревателя из-за заглушки части труб или затоплении трубной системы при повышенном уровне конденсата греющего пара в корпусе подогревателя;

тепловая перегрузка подогревателя при пропуске через него питательной воды (конденсата) с пониженной температурой.

По изменению температурного напора, замеренного до и после капитального ремонта, можно судить о качестве ремонта. Периодический контроль (не реже 1 раза в месяц) позволяет вести постоянное наблюдение за состоянием подогревателей и принимать своевременные меры, необходимые для восстановления их нормальной работы.

Обеспечение нормальной работы регенеративных подогревателей важно не только с точки зрения экономичности турбоустановки, но и надежности турбины. Например, переполнение парового пространства подогревателя из-за повреждения трубной системы или неудовлетворительной работы регуляторов уровня конденсата греющего пара приведет в случае отказа или задержки действия защитных устройств к попаданию воды в проточную часть турбины через паропроводы отборов, т. е. к аварии с тяжелыми последствиями. Поэтому при эксплуатации подогревателей необходимо следить за правильной работой устройств, отводящих конденсат греющего пара (как правило, регулирующих клапанов). Если они не справляются с отводом конденсата, который накапливается в корпусе подогревателя, то, как уже говорилось, возможен заброс воды в паропровод отбора и турбину. Кроме этого, часть трубной системы может оказаться затопленной, т. е. фактически выключенной из работы, что приведет к увеличению недогрева воды в подогревателе. Если же конденсатоотводящее устройство пропускает пар, то это приводит к недоиспользованию тепла греющего пара в подогревателе и общему ухудшению экономичности турбоустановки.

Существенное повышение надежности и экономичности турбоустановки достигается применением смешивающих подогревателей, давление в которых близко или ниже атмосферного. Такими подогревателями оснащены системы регенерации турбин мощностью от 200 до 1 200 МВт. Они могут быть включены по гравитационной схеме (без промежуточного насоса) или с насосом.

Часто применяют один смешивающий подогреватель № 2. Смешивающие подогреватели в значительно меньшей степени чувствительны к содержанию в греющем паре воздуха, чем поверхностные, просты, работают с нулевым недогревом и обеспечивают деаэрацию основного конденсата.

4.4.21. Эксплуатация подогревателя высокого давления (ПВД) не допускается при:
отсутствии или неисправности элементов его защиты;
неисправности клапана регулятора уровня.
Эксплуатация группы ПВД, объединенных аварийным обводом, не допускается при:
отсутствии или неисправности элементов защиты хотя бы на одном ПВД;
неисправности клапана регулятора уровня любого ПВД;
отключении по пару любого ПВД.
Подогреватель высокого давления или группа ПВД должны быть немедленно отключены при неисправности защиты или клапана регулятора уровня (КРУ). При неисправном состоянии каких-либо других, кроме КРУ, элементов системы автоматического регулирования уровня и невозможности быстрого устранения дефекта на работающем оборудовании подогреватель (или группа ПВД) должен быть выведен из работы в срок, определяемый техническим руководителем энергообъекта.

При нарушении плотности трубной системы подогревателя высокого давления время его заполнения зависит в основном от размера неплотности. Наиболее опасная ситуация возникает при разрывах трубной системы. Для предотвращения серьезных аварий, связанных с переполнением корпуса ПВД, последние оборудуются автоматическими быстродействующими защитными устройствами, закрывающими доступ питательной воды в трубные системы ПВД при повышении уровня в корпусе подогревателя до аварийного значения. Кроме того, при аварийном отключении ПВД закрываются задвижки на входе и выходе питательной воды, на подводе греющего пара и открывается задвижка на обводе группы ПВД по питательной воде.

Если при разрыве трубной системы защита подогревателя от переполнения не будет включена или окажется неисправной, может произойти заполнение питательной водой всего корпуса, поступление ее по трубопроводу отбора пара в турбину или, в случае закрытия арматуры на трубопроводе отбора, повышение давления в корпусе теплообменника до давления питательной воды и его повреждение. Такого рода аварии могут сопровождаться большими разрушениями и опасны для обслуживающего персонала.

К переполнению ПВД могут привести и отказы в работе системы регулирования уровня. В случае плотной трубной системы полное заполнение аппарата конденсатом греющего пара не происходит (если конденсат не поступает из ПВД более высокого давления), так как по мере затопления поверхности нагрева будет уменьшаться количество конденсирующегося на ней пара из отбора турбины. Система регулирования уровня должна быстро реагировать на его изменение, воз-

действуя на степень открытия регулирующего клапана на линии слива дренажа. При небольших повреждениях трубной системы и наличии запаса по проходному сечению клапана повышения уровня может и не произойти. Но для исключения последствий развития неплотности трубной системы ПВД при обнаружении изменения в количестве сливаемого конденсата (по степени открытия клапана) ПВД следует отключить с целью проверки плотности и проведения при необходимости ремонта аппарата.

При отключении ПВД защитой возможно повышение давления в корпусах сверх допустимого за счет пропуска конденсата или пара по линиям каскадного отвода конденсата греющего пара из вышестоящего по отбору подогревателя при незакрытом регулирующем клапане уровня. В связи с этим в турбоустановках с начальным давлением пара 9 МПа и выше корпусы ПВД, кроме подключенных к первому отбору турбины и установок с равнопрочными корпусами, должны быть оснащены предохранительными клапанами.

При закрытой запорной арматуре на входе и выходе питательной воды в отключенной группе ПВД возможно повышение давления воды в трубных системах сверх допустимого из-за разогрева этой воды паром отборов турбины, поступающим через неплотную запорную арматуру. Для защиты трубной системы подогревателей от повышения давления выполняется байпасная линия диаметром 20 мм для сброса части воды из трубной системы помимо запорной задвижки на выходе. На байпасной линии последовательно по ходу питательной воды устанавливаются вентиль с ручным приводом и два обратных клапана. Запорный вентиль при работающей группе ПВД должен быть открыт и опломбирован в этом положении.

В большинстве тепловых схем отечественных турбин применяется групповое включение ПВД, т. е. в схеме есть аварийно-ремонтный байпасный трубопровод питательной воды с впускным и обратным клапанами (чаще всего на три подогревателя). Линии связи между аппаратами по питательной воде, конденсату греющего пара и неконденсирующимся газам не имеют запорной арматуры. В таких схемах при необходимости вывести один ПВД из работы должна быть отключена вся группа. Закрытие задвижки на подводе пара к одному из ПВД запрещается, так как поступление в такой теплообменник конденсата из соседних ПВД может привести к его переполнению и срабатыванию защит.

4.4.22. Резервные питательные насосы, а также другие насосные агрегаты, находящиеся в автоматическом резерве, должны быть исправными и в постоянной готовности к пуску – с открытыми задвижками на входном и выходном трубопроводах. Проверка их включения и плановый переход с работающего насоса на резервный должны проводиться по графику, но не реже 1 раза в месяц.

Надежность основного оборудования электростанции в значительной степени зависит от устойчивой, непрерывной работы вспомогательных механизмов – питательных, конденсатных, циркуляционных, охлаждения генератора и других насосов. Остановка механизмов может привести к резкому ухудшению режима работы котла, турбины или генератора и вследствие этого к их аварийному отключению. Поэтому для многих механизмов предусматривается установка резервных агрегатов, которые должны быть в полной исправности и готовы к пуску в любое время.

Как правило, для каждой группы вспомогательных механизмов предусматривается устройство автоматического включения резерва. При возникновении неполадок с работающими насосами (аварийное отключение, падение давления на напоре) автоматически включаются резервные. Естественно, что в этих условиях нет времени на проверку схемы и манипуляции с арматурой. Поэтому заблаговременно перед пуском все механизмы, как рабочие, так и резервные, должны быть подготовлены к взятию нагрузки, т. е. собраны электрические схемы электродвигателей самих механизмов и арматуры, открыты задвижки на входе и выходе насосов.

Резервные насосы, их электродвигатели и вспомогательное оборудование должны систематически осматриваться эксплуатационным персоналом и поддерживаться в исправности наравне с работающими агрегатами. Путем правильного чередования насосов в работе должен быть исключен повышенный износ рабочего агрегата, что может иметь место при длительной непрерывной его работе. С другой стороны, длительная стоянка насоса в резерве может вызвать выпадение отложений в его проточной части, коррозию подшипников, ухудшение плотности сальников и другие дефекты. Поэтому с целью равномерной выработки ресурса и систематического контроля работоспособности механизмов эксплуатационный персонал обязан по графику, но не реже 1 раза в месяц, осуществлять переход с работающего механизма на резервный с проверкой АВР.

4.4.23. Перед пуском турбины из среднего или капитального ремонта должна быть проверена исправность и готовность к включению основного и вспомогательного оборудования, КИП, средств дистанционного и автоматического управления, устройств технологической защиты, блокировок, средств информации и оперативной связи. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены.

Перед пуском турбины из холодного состояния (после нахождения ее в резерве более 3 сут) должны быть проверены: исправность и готовность к включению оборудования и КИП, а также работоспособность средств дистанционного и автоматического управления, устройств технологической защиты, блокировок, средств информации и оперативной связи; прохождение команд технологических защит на все исполнительные устройства; исправность и готовность к включению тех средств и оборудования, на которых за время простоя производились ремонтные работы. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены до пуска.

При пусках агрегата из других тепловых состояний средства защиты и блокировки должны проверяться в соответствии с местными инструкциями.

Руководить пуском турбины должен начальник смены цеха или старший машинист, а после ее капитального или среднего ремонта – начальник цеха или его заместитель.

Для обеспечения готовности турбинного оборудования к принятию нагрузки необходимо, чтобы перед пуском турбоустановки после длительного простоя – резерва или ремонта – персонал проверил исправность и готовность к работе всего

комплекса оборудования, входящего в ее состав. При этом производятся визуальный осмотр, проверка документации (протоколов испытаний, актов скрытых работ, записей в журналах об окончании ревизий, ремонтов и т. д.), непосредственное включение отдельного оборудования в работу на время, необходимое для определения соответствия параметров его работы паспортным и спецификационным данным. Таким образом, должна быть проверена исправность всего оборудования независимо от того, будет ли оно по технологии пуска включаться или находиться в резерве.

Современные турбины оснащены развитой системой защит, предупреждающих возникновение или дальнейшее развитие аварий при повреждениях отдельных узлов или значительном отклонении от нормы режима работы какой-либо из систем. В момент срабатывания защит турбоагрегат переводится на новый устойчивый режим (минимальную нагрузку, холостой ход и т. д.) или останавливается. При этом производятся переключения и отключения вспомогательного оборудования, арматуры, работает большое число средств измерения, авторегулирования, автоматики, релейных устройств. Правильность взаимодействия всех этих узлов и устройств особенно тщательно должна опробоваться при пуске турбины после длительных простоев, когда вероятность отказов возрастает вследствие возможных ошибок ремонтного и наладочного персонала, внесения каких-либо изменений, в том числе и непреднамеренных, в электрические и гидравлические схемы.

Обнаруженные неисправности должны фиксироваться в оперативных документах и устраняться до начала пуска.

Защиты и блокировки турбоустановки при пуске после ремонта или из холодного состояния должны проверяться в полном объеме с проверкой исполнительных операций защит и АВР в соответствии с требованиями инструкций заводов-изготовителей оборудования. Для пусков из холодного состояния рекомендуется составлять специальную программу опробований и испытаний в дополнение к инструкции по пуску оборудования.

При пуске турбины требуются четкое распределение обязанностей между оперативным персоналом, координация его действий, высокая оперативная и технологическая дисциплина. Начальник смены цеха или старший машинист обеспечивают руководство пуском турбины после простоя в резерве или после проведения мелких ремонтных работ.

Пуск после капитального или среднего ремонта существенно отличается от обычного (после простоя турбины в резерве). На турбине, остановленной в резерв, не допускается проведение никаких ремонтных работ, связанных с разборкой и ревизией ее элементов, кроме устранения мелких дефектов, например, переустановки прокладок на трубопроводах низкого давления, набивки сальников насосов и арматуры. Поэтому состояние всех узлов турбоагрегата перед пуском из резерва известно оперативному персоналу и пуск не должен вызвать каких-либо осложнений.

После капитального или среднего ремонта турбины должны выполняться дополнительные проверки и испытания оборудования и его узлов, которые при обычном пуске не проводятся. Например, испытывается автомат безопасности, проверяется плотность стопорных и регулирующих клапанов. Ответственность за результаты этих испытаний, а в случае необходимости принятие решений лежит на руководстве цеха. Поэтому такими пусками должен руководить начальник цеха или его заместитель.

4.4.24. Пуск турбины не допускается в случаях:
отклонения показателей теплового и механического состояний турбины от допустимых значений, регламентированных заводом-изготовителем турбины;
неисправности хотя бы одной из защит, действующих на останов турбины;
наличия дефектов системы регулирования и парораспределения, которые могут привести к разгону турбины;
неисправности одного из масляных насосов смазки, регулирования, уплотнений генератора и устройств их автоматического включения (АВР);
отклонения качества масла от норм на эксплуатационные масла или понижения температуры масла ниже установленного заводом-изготовителем предела;
отклонения качества свежего пара по химическому составу от норм.

В число критериев (показателей), определяющих надежную работу турбины, входят: относительные расширения ротора и цилиндра, осевое положение ротора, искривление вала, абсолютное расширение цилиндров, разности температур в различных точках корпуса турбины (по толщине стенки, ширине фланцев, между верхом и низом цилиндров) и т. д. Все эти показатели контролируются специальными приборами, предельные отклонения части из них действуют на сигнал, а недопустимое осевое смещение ротора вызывает срабатывание автоматической защиты, останавливающей турбину.

Величины названных показателей характеризуют взаимное положение деталей ротора и статора, температурные напряжения в элементах турбины. Отклонение величины этих показателей от нормы приводит к опасному уменьшению осевых и радиальных зазоров в проточной части турбины, возникновению теплового изгиба ротора, опасным температурным напряжениям, нарушению центровки валопровода и перекосам подшипников из-за несимметричного теплового расширения цилиндров.

В число защит, действующих на останов турбины, относятся защиты по осевому сдвигу ротора, падению давления масла на смазку подшипников, падению вакуума в конденсаторе и некоторые другие в зависимости от типа турбины. Отклонение параметров, контролируемых этими защитами, от нормы может привести к тяжелым последствиям – серьезным повреждениям турбоагрегата. Защиты действуют на останов турбины посредством электромагнитного выключателя, который, воздействуя на золотник автомата безопасности, закрывает доступ пара в турбину. Поэтому при неисправности любой из защит, действующих на останов турбины, либо при дефектах в электромагнитном выключателе пуск турбины не допускается.

При увеличении частоты вращения роторов турбоагрегата сверх номинальной, например при сбросе нагрузки, детали ротора, в особенности диски и рабочие лопатки последних ступеней турбин большой мощности, подвергаются значительным механическим напряжениям под влиянием центробежных сил, увеличивающихся пропорционально квадрату частоты вращения. Исчерпание запаса прочности может привести к разрушениям дисков, роторов, подшипников и всего

турбоагрегата. Подобные аварии считаются одними из наиболее тяжелых на тепловых электростанциях, так как сопровождаются возгоранием масла, водорода, обрушением кровли главного здания ТЭС. Поэтому каждая турбина имеет защиту от недопустимого повышения частоты вращения. Защита состоит из автомата безопасности, исполнительных органов (стопорных и регулирующих клапанов, поворотных диафрагм, обратных клапанов отборов) и передаточного механизма. Необходимо, чтобы система регулирования и система защиты турбины были в исправном состоянии.

При эксплуатации турбины возможны случаи появления дефектов в системе регулирования, например:

заедание регулирующих клапанов в открытом положении из-за отложения солей в зазоре между штоком и втулкой или других причин;

заедание золотников или поршней сервомоторов из-за перекосов, попадания шлама или механических твердых частиц.

При наличии таких дефектов частота вращения ротора при сбросе нагрузки может подняться до уровня настройки автомата безопасности. Если турбина пущена в работу с неисправным автоматом безопасности или неустраненными дефектами органов парораспределения (например, неплотным закрытием стопорного клапана или заеданием обратного клапана отбора), то заброс оборотов может быть чрезмерным и привести к разгону турбины. Во избежание крупной аварии пуск турбины при наличии указанных дефектов не допускается.

Неполадки в системе (системах) маслоснабжения турбины могут привести к мгновенному прекращению поступления масла на смазку, уплотнения вала генератора, регулирование. Подобные отказы создают опасную ситуацию на турбоагрегате, грозящую тяжелой аварией с выплавлением подшипников, утечкой и возгоранием водорода, повреждением проточной части. Поэтому насосы маслоснабжения имеют резервные агрегаты и устройства их аварийного включения в случае отказа работающих насосов или недопустимого падения давления в маслосистемах.

Учитывая важность безотказной работы маслонасосов смазки, регулирования и уплотнений вала генератора и устройств автоматического включения резерва, пуск турбины разрешается только при полной готовности перечисленных механизмов и АВР к работе.

Турбинное масло (в системах смазки, уплотнений и регулирования) должно быть прозрачным; наличие влаги и механических примесей в нем недопустимо. Рост кислотного числа, свидетельствующий о старении масла, свыше 0,3 мг КОН на 1 г масла также недопустим. Снижение качества масла в маслосистемах может привести к коррозии элементов систем, отложениям шлама, появлению заеданий, повреждению трущихся поверхностей, изменению характеристик системы регулирования, ухудшению условий смазки и охлаждения подшипников турбоагрегата. Пуск турбины при качестве масла, не удовлетворяющем нормам, недопустим. Персонал обязан привести в норму качество масла до пуска турбины, используя средства его очистки и регенерации.

Масло на входе в подшипники должно иметь температуру 40–45 °С. При более низкой температуре повышается вязкость масла, что в случае пуска турбины может привести к созданию неустойчивой масляной пленки в подшипниках и вибрации вала. Обычно перед пуском турбины масло в масляном баке имеет пониженную температуру и для подогрева его нужно некоторое время прокачивать маслонасосом через систему смазки.

Отклонение качества свежего пара по химическому составу от нормы опасно для турбины из-за возможности ее заноса солями. Образование отложений в проточной части турбины (сопла, лопатки) приводит к уменьшению максимального расхода пара, перегрузке упорного подшипника из-за увеличения степени реакции ступеней, деформации диафрагм из-за увеличения перепада давления на них и понижению внутреннего относительного КПД турбины. Чтобы предотвратить образование отложений в турбине, ее пуск при отклонении качества свежего пара от нормы запрещается. Контроль за заносом проточной части турбин изложен в п. 4.4.27.

4.4.25. Без включения валоповоротного устройства подача пара на уплотнения турбины, сброс горячей воды и пара в конденсатор, подача пара для прогрева турбины не допускаются. Условия подачи пара в турбину, не имеющую валоповоротного устройства, определяются местной инструкцией.

Сброс в конденсатор рабочей среды из котла или паропроводов и подача пара в турбину для ее пуска должны осуществляться при давлениях пара в конденсаторе, указанных в инструкциях или других документах заводов-изготовителей турбин, но не выше 0,6 кг/см² (60 кПа).

Подача пара на уплотнения турбины, сброс пара и горячей воды в конденсатор и прогрев турбины при неподвижном роторе представляют серьезную опасность из-за несимметричного прогрева отдельных деталей ротора и корпуса. Пар, попадая в корпус турбины, поднимается вверх, в результате чего верхние части ротора и цилиндров нагреваются быстрее нижних. В то же время пар, соприкасаясь с холодными стенками цилиндра, конденсируется, а конденсат, стекающий по внутренней стенке в нижнюю часть корпуса, препятствует его прогреву. В результате неравномерного прогрева турбины при неподвижном роторе могут происходить коробление цилиндра и тепловой прогиб ротора. Вращение искривленного ротора в период пуска турбины вызывает появление повышенной вибрации и задевания в уплотнениях, которые за счет местного дополнительного нагрева могут привести к остаточному прогибу ротора.

После останова турбины в течение длительного времени происходит ее постепенное остывание, однако охлаждение ее корпуса и ротора протекает неравномерно. Как правило, нижняя часть цилиндров остывает быстрее верхней. Тепловой прогиб неподвижного ротора зависит от его длины и диаметра, а также от разности температур в верхней и нижней частях ротора при остывании. Тепловой прогиб коротких роторов у турбин малой мощности практически не достигает опасных для последующего пуска пределов. Поэтому некоторые типы турбин, как правило, малой мощности, не снабжены валоповоротным устройством. В эксплуатационных инструкциях заводов-изготовителей режимы пуска таких турбин должны быть специально оговорены с учетом этого обстоятельства. Так, например, может быть установлен период времени после останова, в течение которого пуск турбины недопустим, или предусмотрено длительное вращение ротора при малой скорости при пуске турбины из неостывшего состояния.

С целью уменьшения пусковых потерь воды и создания оптимальных условий прогрева паропроводов потоки рабочей среды из пускосбросных устройств, дренажей паропроводов, растопочных расширителей направляются в конденсатор тур-

бины. Так выполняются пусковые схемы блочных установок всех мощностей. Сброс горячих потоков воды и пара в конденсатор недопустим при отсутствии в нем вакуума (или при низком вакууме) по условиям работы конденсатора турбины, БОУ, конденсатных насосов и цилиндра низкого давления.

Применяемые в фильтрах БОУ ионнообменные смолы по своей термостойкости не допускают длительного повышения температуры воды более 40–50 °С. Высокое давление в конденсаторе (низкий вакуум) может вызвать неустойчивую работу конденсатных насосов (явление кавитации) из-за высокой температуры перекачиваемого конденсата. Кроме того, может возникнуть опасность нарушения плотности вальцовочных соединений трубок в трубных досках.

При повышении частоты вращения ротора во время пуска турбины давление в конденсаторе (вакуум) в значительной мере определяет температурное состояние деталей части низкого давления: диафрагм (сопловых лопаток), выхлопного патрубка и рабочих лопаток последних ступеней. При относительно малых расходах пара через проточную часть тепло, получаемое в результате потерь на трение и вентиляцию, приводит к нагреву элементов проточной части – сопловых и рабочих лопаток и цилиндра. Чем выше давление в конденсаторе (ниже вакуум) на этом режиме, тем потери выше и, следовательно, выше температура деталей части низкого давления. Чрезмерный нагрев выхлопной части турбины может привести к недопустимому изменению относительного положения ротора низкого давления, нарушению центровки валопровода и, соответственно, задеваниям в проточной части цилиндра низкого давления и вибрации.

4.4.26. При эксплуатации турбоагрегатов средние квадратические значения виброскорости подшипниковых опор должны быть не выше 4,5 мм·с$^{-1}$.

При превышении нормативного значения вибрации должны быть приняты меры к ее снижению в срок не более 30 сут.

При вибрации свыше 7,1 мм·с$^{-1}$ эксплуатировать турбоагрегаты более 7 сут запрещается, а при вибрации 11,2 мм·с$^{-1}$ турбина должна быть отключена действием защиты или вручную.

Турбина должна быть немедленно остановлена, если при установившемся режиме происходит одновременное внезапное изменение вибрации оборотной частоты двух опор одного ротора, или смежных опор, или двух компонентов вибрации одной опоры на 1 мм·с$^{-1}$ и более от любого начального уровня.

Турбина должна быть разгружена и остановлена, если в течение 1–3 сут произойдет плавное возрастание любого компонента вибрации одной из опор подшипников на 2 мм·с$^{-1}$.

Эксплуатация турбоагрегата при низкочастотной вибрации недопустима. При появлении низкочастотной вибрации, превышающей 1 мм·с$^{-1}$, должны быть приняты меры к ее устранению.

Временно, до оснащения необходимой аппаратурой, разрешается контроль вибрации по размаху виброперемещения. При этом длительная эксплуатация допускается при размахе колебаний до 30 мкм при частоте вращения 3 000 об/мин и до 50 мкм

при частоте вращения 1 500 об/мин; изменение вибрации на 1–2 мм·с$^{-1}$ эквивалентно изменению размаха колебаний на 10–20 мкм при частоте вращения 3 000 об/мин и 20–40 мкм при частоте вращения 1 500 об/мин.

Вибрацию турбоагрегатов мощностью 50 МВт и более следует измерять и регистрировать с помощью стационарной аппаратуры непрерывного контроля вибрации подшипниковых опор, соответствующей государственным стандартам.

До установки стационарной аппаратуры непрерывного контроля вибрации турбогенераторов мощностью менее 50 МВт допускается использовать переносные приборы, метрологические характеристики которых удовлетворяют требованиям государственных стандартов. Периодичность контроля должна устанавливаться местной инструкцией в зависимости от вибрационного состояния турбоагрегата, но не реже 1 раза в месяц.

Для турбоагрегатов основным источником вибрации являются вращающиеся роторы. Возмущающей силой, воздействующей на роторы и вызывающей их вынужденные колебания последних, является, в основном, центробежная сила, возникающая из-за их остаточного дисбаланса. Вибрация от ротора через масляный слой передается на вкладыши подшипника, далее на подшипниковые опоры и фундамент.

При изготовлении турбин, генераторов и возбудителей на заводах выполняется специальная динамическая балансировка роторов, что должно обеспечивать работу агрегатов на электростанции при номинальной частоте вращения и полной нагрузке с вибрацией в пределах допустимой. Однако при монтаже турбины могут быть допущены отклонения в сборке и центровке, что предопределяет необходимость проведения тщательного вибрационного обследования агрегата после монтажа и принятия в случае необходимости мер для доведения вибрации до норм, указанных в ПТЭ.

Процесс вибрации характеризуется различными параметрами, в числе которых виброперемещение (размах колебаний), частота и виброскорость (скорость перемещения в момент прохождения нейтрального положения).

Для оценки вибрации выбрана виброскорость (ее среднеквадратичное значение), объединяющая виброперемещения и частоту вибрации.

Использование среднеквадратичных значений виброскорости вместо размаха виброперемещений имеет следующие преимущества:

1. Учитывается частота вибрации, что позволяет задавать один норматив для любой частоты вращения, в то время как при замере виброперемещений для каждой частоты вращения задавался свой норматив, например, для 1 500 об/мин – 50, 3 000 – 30, 5 000 – 15 мкм и т. д.

2. Большая устойчивость параметра виброскорости к влиянию конструкции опор подшипников, что обеспечивает незначительный разброс значений виброскорости опор подшипников разной конструкции. При замере виброперемещений условно считалось, что опоры подшипников имеют одинаковую динамическую податливость и их виброперемещения в достаточной степени характеризуют колебания роторов, являющихся источниками вибрации. Такое допущение не всегда было правомерным. В ряде случае при жестких металлоемких корпусах подшип-

ников были случаи разрушения вкладышей из-за вибрации, в то время как виброперемещения корпусов подшипников оставались в пределах нормы.

3. Более высокая точность и надежность измерений. Снижение погрешности происходит за счет нечувствительности показаний аппаратуры к случайным помехам и ударам, сужения диапазона измерений при переходе от шкалы 10–100 мкм к шкале 1–10 мм·с$^{-1}$, отсутствия фазочастотной погрешности.

4. *Пригодность параметра виброскорости для контроля вибрации любого гармонического состава.* При замере размаха виброперемещений высокочастотные составляющие в спектре вибрации не учитываются, а в ряде случаев именно они являются причиной повреждений. По данным ВТИ, на одной из турбин 300 МВт было зафиксировано повреждение вкладыша подшипника, хотя размах его колебаний не превышал 20 мкм. В другом случае на турбине 100 МВт обнаружен отрыв опоры от фундамента при размахе виброперемещений до 40 мкм. Виброскорость в указанных случаях составляла соответственно 9 и 12 мм·с$^{-1}$.

Следует отметить, что учет высокочастотных составляющих вибраций путем измерения виброскорости позволяет оценивать качество ремонта турбоагрегата: доведение до нормативных значений зазоров при ревизии вкладышей, улучшение прилегания опор подшипников к опорным поверхностям фундамента, улучшение центровки валопровода и спаривания полумуфт ведут к снижению среднеквадратического значения виброскорости опор подшипников.

5. Универсальность применения параметра виброскорости для оценки вибрации всех статорных элементов турбины, генератора, фундамента турбоустановки. Параметр виброскорости вошел в санитарные нормы, применяется в зарубежных странах.

Для эксплуатационного контроля вибрации опоры достаточно измерить виброскорость в трех направлениях в точке, расположенной возможно ближе к центру вкладыша подшипника.

Вертикальную составляющую вибрации следует измерять на верхней крышке подшипника над серединой длины его вкладыша. Горизонтальные (поперечная и осевая) – измеряются на уровне оси валопровода против середины длины вкладыша.

Установление нормативных значений вибрации осуществлялось на основании опыта эксплуатации турбоагрегатов с учетом основной задачи – диагностирования повреждений в элементах турбоагрегата (включая фундамент) на ранней стадии их возникновения. Было определено, что наиболее целесообразным нормативным значением, определяющим условия надежной длительной эксплуатации всех турбоагрегатов, является среднеквадратическое значение виброскорости $V_c = 4{,}5$ мм·с$^{-1}$.

При установлении верхних допустимых границ значений виброскорости проанализированы экспериментальные данные, а также данные опыта эксплуатации и наладки турбоагрегатов. На основании сопоставления этих данных предельно допустимая для эксплуатации всех типов агрегатов виброскорость опор установлена равной 11,2 мм·с$^{-1}$, при достижении которой турбоагрегат должен быть немедленно остановлен защитой или вручную. Интервал виброскоростей опор от 7,1 до 11,2 мм·с$^{-1}$ должен быть использован персоналом для устранения повышенной вибрации в срок, не превышающий 7 сут.

Как показывает опыт эксплуатации, особую опасность для оборудования представляет режим работы с повышенной вибрацией при неустановившемся режиме (изменение частоты вращения, нагрузки, параметров пара).

Кратковременная работа агрегата в неустановившемся режиме с вибрацией выше 7,1 мм·с$^{-1}$ допустима лишь при условии проверенного практикой эксплуатации ее последующего снижения до нормы в установившемся режиме. Однако такая работа допустима лишь с письменного разрешения технического руководителя электростанции, которое относится к конкретному турбоагрегату. При отсутствии этого документа работа недопустима. Если после ремонта в неустановившемся режиме возникает нехарактерная для агрегата повышенная вибрация одной или нескольких опор, это свидетельствует о незавершенности виброналадочных работ либо наличии серьезного дефекта, например поломки лопатки, которая может произойти в процессе пуска, и в любом случае требует принятия мер. Поэтому повышенная вибрация в неустановившемся режиме должна рассматриваться как один из признаков возможного нарушения нормального технического состояния. В этих условиях решения в обязательном порядке должны приниматься с учетом заключений специалистов по виброналадке.

Еще более опасным по возможным последствиям является скачок вибрации.

Под скачком вибрации следуст понимать одновременное внезапное и необратимое изменение среднеквадратической виброскорости каких-либо составляющих вибрации двухопорного ротора, двух смежных опор или двух составляющих вибрации одной опоры на 1,0 мм·с$^{-1}$ и более от любого начального уровня независимо от режима работы турбоагрегата (установившегося или неустановившегося) .

Если необратимый скачок среднеквадратической виброскорости происходит в любом режиме (как установившемся, так и неустановившемся), а вероятность ложного срабатывания аппаратуры штатного виброконтроля исключена, турбоагрегат должен быть немедленно остановлен, как этого требует действующий ГОСТ 25364–88, – независимо от направления скачка (в сторону увеличения или уменьшения вибрации).

Если скачок среднеквадратической виброскорости происходит в неустановившемся режиме, причинами его могут быть затрудненные заклиниваниями в шпоночных соединениях рывкообразные перемещения опорных стульев и цилиндров, резкие изменения расходов пара через ЦВД и др. В этих случаях вибрация через некоторое время (5–15 мин) восстанавливает доскачковую величину (или близкую к ней), т. е. не имеет необратимого характера. Однако, как правило, скачки вибрации, вызванные этими причинами, не превышают 1 мм·с$^{-1}$; тем не менее незамедлительно должны быть приняты меры по выяснению причин скачка.

4.4.27. Для контроля за состоянием проточной части турбины и заносом ее солями не реже 1 раза в месяц должны проверяться значения давлений пара в контрольных ступенях турбины при близких к номинальным расходах пара через контролируемые отсеки.

Повышение давления в контрольных ступенях по сравнению с номинальным при данном расходе пара должно быть не более 10 %. При этом давление не должно превышать предельных значений, установленных заводом-изготовителем.

При достижении в контрольных ступенях предельных значений давления из-за солевого заноса должна быть проведена промывка или очистка проточной части турбины. Способ промывки *или очистки должен* быть выбран исходя из состава и характера отложений и местных условий.

При неудовлетворительном качестве пара, поступающего в турбину, на направляющих и рабочих лопатках образуются солевые отложения, условно классифицируемые (по трудности удаления) как нерастворимые – кремнекислота, окислы железа и меди и растворимые – соединения натрия и калия. Характер отложений, их распределение по ступеням проточной части зависит от свойств и состава солей, параметров пара, скорости и влажности пара в ступенях.

Занос проточной части солями при одной и той же степени открытия регулирующих клапанов и одинаковых параметрах пара приводит к уменьшению пропуска пара через турбину. В результате максимальная мощность турбины уменьшается.

Сужение проходного сечения направляющего аппарата увеличивает перепад давления на диафрагмах, вызывая в них дополнительные изгибающие напряжения. Отложение солей на рабочих лопатках может привести к увеличению степени реакции ступени при относительно большем заносе проходных сечений между рабочими лопатками по сравнению с сопловыми. Это, в свою очередь, приводит к увеличению перепада давлений на дисках ротора и увеличению осевого усилия на упорный подшипник.

Занос лопаток отдельных ступеней турбины приводит к перераспределению теплового перепада между ступенями, они начинают работать в нерасчетном режиме. Увеличивается также шероховатость поверхности каналов, т. е. уменьшается внутренний КПД ступеней.

Таким образом, из-за заноса проточной части турбины солями снижается ее надежность, экономичность и максимальная мощность.

Свидетельством уменьшения площади проходного сечения проточной части из-за отложения солей на лопатках является постепенное повышение давления в камерах контрольных ступеней при одном и том же расходе пара. Допустимые 10 % повышения давления в контрольных ступенях турбины установлены на основании расчетов и опыта эксплуатации.

По условиям надежности проточной части и упорного подшипника заводами-изготовителями турбины устанавливаются предельные значения давления в контрольных ступенях (как правило, в камере регулирующей ступени). При определении допустимых режимов работы турбины, подвергшейся заносу солями, это значение не должно превышаться.

Для оценки степени заноса турбины солями необходимо иметь «эталонные» значения давления в контрольных ступенях при различных расходах пара и чистой проточной части. Для этого после монтажа или капитального ремонта проводятся испытания на различных паровых нагрузках, с включенными и отключенными подогревателями высокого давления. При этом параметры пара должны быть номинальными, а тепловая схема – проектной или той, которая принята в эксплуатации. В результате определяется зависимость давления в контрольной ступени (ступенях) от расхода пара при чистой проточной части. В дальнейшем, при нормальной эксплуатации турбины, периодически измеряя давление в контрольной ступени, можно будет судить о степени заноса проточной части.

Если контрольными замерами будет установлено, что занос турбины достиг установленного предела (10 % повышения давления), следует провести очистку проточной части от отложений. Существует ряд способов такой очистки, включающих промывку влажным паром под нагрузкой, водную или водно-щелочную промывку при работе на валоповороте, механическую чистку лопаток со вскрытием турбины и разборкой проточной части. Выбор конкретного способа очистки зависит от состава отложений, схемы турбоустановки и опыта персонала.

Следует иметь в виду, что появление отложений в проточной части турбины является следствием неудовлетворительного водно-химического режима и борьба с отложениями должна вестись прежде всего в направлении наладки режима. Очистка проточной части турбины не является радикальной мерой и должна применяться в крайних случаях.

4.4.28. В процессе эксплуатации экономичность турбоустановки должна постоянно контролироваться путем систематического анализа показателей, характеризующих работу оборудования.
Для выявления причин снижения экономичности турбоустановки, оценки эффективности ремонта должны проводиться эксплуатационные (экспресс) испытания оборудования.
При отклонении показателей работы турбинного оборудования от нормативных должны быть устранены дефекты оборудования и недостатки эксплуатации.
Головные образцы турбин и турбины, на которых выполнена реконструкция или проведена модернизация, должны подвергаться балансовым испытаниям.

При разработке новых типов турбин расчетным путем определяется ожидаемая экономичность турбоустановки. Для проверки соответствия расчетной экономичности турбоустановки фактической на головных агрегатах серии проводятся балансовые испытания с использованием специальной схемы измерений, а также приборов высокого класса точности. По результатам этих испытаний определяется типовая нормативная характеристика турбоустановки. Однако при проектировании схемы и монтаже конкретной турбоустановки могут быть внесены определенные изменения по сравнению с турбоустановкой, на которой проводились балансовые испытания для составления типовой нормативной характеристики. В таком случае следует проводить балансовые испытания для определения фактической нормативной характеристики данной турбоустановки. Балансовые испытания следует проводить также после выполнения реконструкции или модернизации турбоустановки, в результате которой ожидается изменение экономичности.

Нормативная характеристика определяет максимально достижимую экономичность турбоустановки при конкретных эксплуатационных условиях. Сравнение текущей экономичности турбоустановки с нормативной позволяет сделать вывод о необходимости устранения дефектов оборудования или недостатков эксплуатации. Если анализ параметров работы турбоустановки позволяет предположить отклонение показателей экономичности от нормативных, то следует проводить эксплуатационные (экспресс) испытания. Эксплуатационные испытания проводятся с использованием штатных средств измерения. По результатам испытаний делается вывод о фактическом снижении экономичности, определяются причины снижения. Эксплуатационные испытания позволяют также оценить качество (эффективность) ремонта, для чего их следует проводить перед выводом турбины в ремонт и после пуска ее из ремонта.

Если по результатам эксплуатационных испытаний не удается определить причину ухудшения экономичности турбоустановки, следует проводить балансовые испытания с привлечением специализированных организаций.

4.4.29. Турбина должна быть немедленно остановлена (отключена) при отказе в работе защит или при их отсутствии в случаях:
а) повышения частоты вращения ротора сверх уставки срабатывания автомата безопасности;
б) недопустимого осевого сдвига ротора;
в) недопустимого изменения положения роторов относительно цилиндров;
г) недопустимого понижения давления масла (огнестойкой жидкости) в системе смазки;
д) недопустимого снижения уровня масла в масляном баке;
е) недопустимого повышения температуры масла на сливе из любого подшипника, подшипников уплотнений вала генератора, любой колодки упорного подшипника турбоагрегата;
ж) воспламенения масла и водорода на турбоагрегате;
з) недопустимого понижения перепада давлений «масло-водород» в системе уплотнений вала турбогенератора;
и) недопустимого понижения уровня масла в демпферном баке системы маслоснабжения уплотнений вала турбогенератора;
к) отключения всех масляных насосов системы водородного охлаждения турбогенератора (для безинжекторных схем маслоснабжения уплотнений);
л) отключения турбогенератора из-за внутреннего повреждения;
м) недопустимого повышения давления в конденсаторе;
н) недопустимого перепада давлений на последней ступени у турбин с противодавлением;
о) внезапного повышения вибрации турбоагрегата;
п) появления металлических звуков и необычных шумов внутри турбины или турбогенератора;
р) появления искр или дыма из подшипников и концевых уплотнений турбины или турбогенератора;
с) недопустимого понижения температуры свежего пара или пара после промперегрева;
т) появления гидравлических ударов в паропроводах свежего пара, промперегрева или в турбине;
у) обнаружения разрыва или сквозной трещины на неотключаемых участках маслопроводов и трубопроводов пароводяного тракта, узлах парораспределения;
ф) прекращения протока охлаждающей воды через статор турбогенератора;
х) недопустимого снижения расхода охлаждающей воды на газоохладители;
ц) исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех КИП.

ч) возникновения кругового огня на контактных кольцах ротора турбогенератора, вспомогательного генератора или коллекторе возбудителя;
ш) отказа программно-технического комплекса АСУ ТП, приводящего к невозможности управления всем оборудованием турбоустановки или его контроля.
Необходимость срыва вакуума при отключении турбины должна быть определена местной инструкцией в соответствии с указаниями завода-изготовителя.
В местной инструкции должны быть даны четкие указания о недопустимых отклонениях значений контролируемых величин по агрегату.

Анализ наиболее тяжелых аварий показывает, что во многих случаях оборудование осталось бы неповрежденным или незначительно поврежденным, если бы оно своевременно отключалось при появлении на нем признаков отклонения от нормального режима работы. Современные турбины снабжены автоматическими защитами, предупреждающими возникновение и дальнейшее развитие аварий оборудования при недопустимых отклонениях ряда контролируемых величин. Однако не все аварийные ситуации могут быть зафиксированы датчиками, не исключается полностью и возможность отказа в работе имеющихся автоматических защит. Поэтому турбины оснащены кнопками аварийного отключения (на щите управления и по месту). Во всех случаях, рассматриваемых в данном пункте, турбина должна быть немедленно отключена персоналом при отсутствии или отказе в работе автоматических защит.

а) При увеличении частоты вращения роторов турбоагрегата сверх номинальной, например при сбросе нагрузки, детали ротора, в особенности диски и рабочие лопатки последних ступеней турбин большой мощности, подвергаются значительным механическим напряжениям под влиянием центробежных сил, увеличивающихся пропорционально квадрату частоты вращения. Исчерпание запаса прочности может привести к разрушениям дисков, роторов, подшипников и всего турбоагрегата.

Повышение частоты вращения до значений, превышающих уставку срабатывания автомата безопасности, свидетельствует о том, что в системе регулирования, парораспределения или самого автомата безопасности возникла неисправность.

б) Осевое усилие, действующее на ротор, уравновешивается гидравлическими силами в упорном подшипнике турбины. Значительное увеличение осевого усилия может привести к повреждению упорного подшипника (выплавлению баббита колодок) и в дальнейшем, в случае продолжения подачи пара в турбину, к серьезному повреждению проточной части турбины из-за контакта вращающихся и неподвижных частей агрегата.

в) Недопустимое изменение относительного положения роторов турбины, так же как и осевого положения, приводит к задеваниям в проточной части и тяжелым повреждениям агрегата. Изменение относительного положения роторов вызывается неравномерным прогревом (остыванием) деталей статора и ротора турбины, который, в свою очередь, определяется изменением температуры или расхода поступающего в турбину пара либо (для цилиндров низкого давления) изменением вакуума в конденсаторе.

г) Неполадки в системе смазки турбины могут привести к уменьшению или полному прекращению поступления масла на подшипники. Подобные неполадки создают опасную ситуацию на турбоагрегате, грозящую тяжелой аварией с выплавлением подшипников. Поэтому насосы маслоснабжения имеют резервные агрегаты и устройства их аварийного включения в случае отказа работающих насосов или падения давления масла на смазку.

При отказе в срабатывании устройства автоматического включения резерва, неисправности резервных насосов или значительной течи масла давление последнего на смазку может упасть до недопустимо низкого уровня.

д) Понижение уровня масла в маслобаке может свидетельствовать о возникшей утечке рабочей жидкости из системы. Если понижение уровня имеет место лишь в чистом отсеке, то это свидетельствует о загрязнении сеток маслобака. Понижение уровня в маслобаке ниже предельно допустимого значения, определяемого заводом-изготовителем, может привести к срыву масляных насосов и прекращению подачи масла на подшипники.

е) Повышение температуры масла на сливе из подшипников может явиться результатом нарушения механического состояния подшипников, уплотнений вала генератора, ухудшения качества масла, неудовлетворительной работы маслоохладителей, системы концевых уплотнений турбины. Повышение температуры масла, сливающегося с упорного подшипника, или повышение температуры его колодок может быть вызвано также увеличением суммарного осевого усилия, действующего на ротор. Своевременное отключение турбины из-за повышения температуры масла на сливе из подшипников или колодок упорного подшипника позволит предотвратить серьезные аварии с повреждениями подшипников, воспламенением масла и т. д.

ж) Протечки через неплотности фланцевых соединений маслосистемы, арматуру могут привести к воспламенению масла при попадании его на горячие поверхности оборудования и трубопроводов. Особенно это опасно при появлении трещин, разрывов маслопроводов, разрушении узлов и механизмов турбины, генератора, питательных насосов, связанных с маслосистемой, что приводит к сильным (фонтанирующим) течам масла и сильному пожару в машинном зале электростанции. Поэтому при возникновении пожара кроме останова турбоагрегата следует немедленно вызвать специальную пожарную команду и приступить к ликвидации очага горения, используя первичные средства пожаротушения.

Если турбина оснащена специальной системой предотвращения развития горения масла, персонал вводит ее в действие, что приводит к автоматическому отключению турбины, генератора, срыву вакуума, останову рабочих насосов смазки и введению запретов на включение резервных и аварийных насосов смазки и насосов системы регулирования.

з) Для нормального функционирования системы водородного охлаждения генератора перепад давлений масло-водород должен находиться в пределах, задаваемых заводом – изготовителем генератора. В случаях отказа регулятора перепада давления, отключения источников маслоснабжения уплотнений и отказа автоматического включения резерва давление масла на уплотнениях снижается, что приводит к уменьшению несущей способности масляного клина и ухудшению охлаждения баббитовой заливки вкладышей подшипников. При этом для уплотнений торцевого типа неизбежны перегрев и выплавление баббита, а также повреждение трущейся поверхности упорного диска. Для цилиндрических уплотнений опасность выплавления баббита невелика. Однако для уплотнений любого типа про-

рыв водородом масляного слоя приводит к выходу газа из корпуса генератора, что создает аварийную ситуацию с возможностью пожара и взрыва водорода.

и) Демпферный бак системы уплотнений генератора предназначен для быстродействующего резервирования подачи масла при переключениях маслонасосов, а также при выбеге турбоагрегата в случае отказа всех источников маслоснабжения уплотнений. Высота установки демпферного бака соответствует сумме минимально допустимого перепада давлений масла и водорода и падения напора в трубопроводе от бака к уплотнениям. Демпферный бак имеет ограниченный объем (1,5–2 м^3), чем обеспечивается продолжительность резервирования при выбеге примерно 6–15 мин в зависимости от типа турбогенератора. При нормальной работе уровень масла находится над баком в трубе, соединенной с газовым объемом генератора.

При понижении уровня персонал должен принять меры к его восстановлению. Недопустимое снижение уровня масла в демпферном баке свидетельствует о наличии неисправностей в системе.

к) Об опасности прекращения подачи масла на уплотнения генератора уже упоминалось в п. з). Очевидно, что такая же опасность возникает при отключении всех масляных насосов системы уплотнений вала генератора (для безинжекторных схем маслоснабжения).

л) При отключении генератора из-за внутренних повреждений защита воздействует также и на отключение турбины. Немедленный останов турбины необходим, так как продолжение вращения ротора может вызвать развитие повреждений в генераторе.

м) Давление в конденсаторе (вакуум) в значительной мере определяет температурное состояние деталей части низкого давления: диафрагм (сопловых лопаток), выхлопного патрубка и рабочих лопаток последних ступеней. При ухудшении вакуума элементы проточной части – сопловые и рабочие лопатки и цилиндр – нагреваются за счет как увеличения температуры насыщения, так и тепла, получаемого в результате увеличивающихся потерь на трение. Чем выше давление в конденсаторе (ниже вакуум), тем потери выше и, следовательно, выше температура деталей части низкого давления. Чрезмерный перегрев выхлопной части турбины может привести к недопустимому относительному изменению ротора и цилиндра низкого давления, нарушению центровки валопровода и, соответственно, вибрации и задеваниям в проточной части. Кроме этого, при значительном перегреве выхлопной части низкого давления может произойти контакт вращающихся и неподвижных деталей в опорных подшипниках и уплотнениях вала генератора. Предельные значения давления в конденсаторе для срабатывания защиты на отключение устанавливаются заводом – изготовителем турбины.

н) Для последних ступеней турбин с противодавлением опасен режим с резким снижением давления пара в выхлопном патрубке ниже расчетного при высокой нагрузке турбины. В этих случаях увеличивается перепад давлений на последней ступени, что может привести к ее повреждению и последующему разрушению проточной части и агрегата в целом.

о, п, р) Возникновение внезапной сильной вибрации турбоагрегата свидетельствует о повреждении проточной части (поломке лопаток, сильных задеваниях вращающихся и неподвижных деталей, прогибе ротора) или повреждениях в генераторе.

Кроме вибрации признаками повреждения проточной части могут быть удары различной силы, посторонние звуки и шум в проточной части, дым и искры из уплотнений турбины и генератора.

с) Понижение температуры свежего пара при сохранении номинальной нагрузки приводит к перегрузке проточной части, а также к увеличению влажности пара в последних ступенях турбины. В инструкциях по эксплуатации турбоустановок обычно имеется указание о необходимости снижать нагрузку турбины (вплоть до полного разгружения) при понижении температуры пара перед турбиной.

Недопустимое снижение температуры свежего пара или пара после промперегрева перед турбиной может быть следствием, например, нарушения режима работы котла, неудовлетворительной работы средств регулирования температуры. Поступление «холодного» пара может привести к большим температурным напряжениям в паровпускных органах, роторе турбины, вызвать прогиб и недопустимое относительное сокращение ротора и другие отрицательные последствия, связанные с быстрым изменением температуры деталей турбины.

т) Гидравлические удары в паропроводах свежего пара, промперегрева или в турбине, как правило, свидетельствуют о заборе воды, сопровождающемся:

резким снижением температуры свежего пара или пара промперегрева;

появлением влажного (белого) пара из фланцев паропроводов, стопорных клапанов, сальников арматуры, уплотнений турбины;

металлическим шумом и ударами в цилиндре турбины, увеличением осевого сдвига ротора;

ударами в трубопроводах отборов.

у) Об аварийных ситуациях, связанных с появлением трещин и разрывов маслопроводов уже упоминалось в п. ж). Появление разрывов и трещин в главных паропроводах, паропроводах отборов, трубопроводах питательной воды и основного конденсата также представляет большую опасность для людей и оборудования.

ф, х) В современных мощных турбогенераторах охлаждение обмоток статора производится дистиллированной водой, циркулирующей в специальном контуре с насосами охлаждения обмоток статора. Роторы генератора охлаждаются циркулирующим в корпусе генератора водородом (воздухом – для генераторов небольшой мощности). В свою очередь, водород охлаждается в газоводяных теплообменниках охлаждающей водой, подаваемой, как правило, специальными насосами, называемыми часто насосами газоохладителей. Прекращение протока воды в системах охлаждения генератора может быть вызвано отказами в работе насосов, арматуры, неправильными действиями персонала при переключениях в схемах и другими причинами. Во всех случаях недопустимого снижения расхода охлаждающей воды или прекращения ее протока и невозможности (в течение выдержки времени срабатывания защиты – 2 мин для системы охлаждения статора и 3 мин для системы газоохладителей) восстановления нормальной работы систем охлаждения турбоагрегат должен быть отключен.

ц) При исчезновении напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех контрольно-измерительных приборах становится невозможным не только управление, но и наблюдение за работой оборудования. Персонал оказывается бессильным принять какие-либо меры по предупреждению опасных режимов и предотвратить возможное повреждение оборудования. В этих условиях персонал должен как можно быстрее выполнить действия по ручной остановке турбины. В местных должностных и противоаварийных инструкциях должен быть указан порядок действий персонала в данной аварийной ситуации.

4.4.30. Турбина должна быть разгружена и остановлена в период, определяемый техническим руководителем электростанции (с уведомлением диспетчера энергосистемы), в случаях:
а) заедания стопорных клапанов свежего пара или пара после промперегрева;
б) заедания регулирующих клапанов или обрыва их штоков; заедания поворотных диафрагм или обратных клапанов отборов;
в) неисправностей в системе регулирования;
г) нарушения нормальной работы вспомогательного оборудования, схемы и коммуникаций установки, если устранение причин нарушения невозможно без останова турбины;
д) увеличения вибрации опор выше 7,1 мм·с$^{-1}$;
е) выявления неисправности технологических защит, действующих на останов оборудования;
ж) обнаружения течей масла из подшипников, трубопроводов и арматуры, создающих опасность возникновения пожара;
з) обнаружения свищей на неотключаемых для ремонта участках трубопроводов пароводяного тракта;
и) отклонения качества свежего пара по химическому составу от норм;
к) обнаружения недопустимой концентрации водорода в картерах подшипников, токопроводах, маслобаке, а также превышающей норму утечки водорода из корпуса турбогенератора.

Перечисленные неисправности не представляют непосредственной угрозы для оборудования. Какое-то время оборудование может эксплуатироваться, но оставлять его в работе на длительный срок опасно. Любая из перечисленных неисправностей при определенных условиях может привести к крупной аварии с большими материальными потерями и угрозой безопасности персонала.

Так, например, неисправность системы регулирования, стопорных, регулирующих клапанов при сбросе нагрузки может привести к разгону ротора и разрушению турбины. Очевидно также, что неисправность какой-либо защиты может вызвать отказ в ее срабатывании и привести к аварии, предупредить которую обязана эта защита.

Увеличение вибрации опор может свидетельствовать о возникновении дефекта в роторе турбины, который, прогрессируя, может привести к тяжелым последствиям. Даже если повышенная вибрация вызвана другими причинами, последствия ее неблагоприятно сказываются на надежности турбоагрегата. Большие динамические нагрузки, вызванные вибрацией, могут разрушить баббитовую заливку вкладышей подшипников, привести к ослаблению посадки насадных дисков, поломке рабочих лопаток.

Даже небольшая утечка масла из маслосистемы является постоянным источником пожарной опасности, а свищи на трубопроводах пароводяного тракта могут быть началом развития крупного повреждения, разрыва трубопровода.

Отклонение качества свежего пара по химическому составу от нормы опасно для турбины из-за возможности ее заноса солями. Образование отложений в проточной части турбины (сопла, лопатки) приводит к уменьшению максимального

расхода пара, перегрузке упорного подшипника из-за увеличения степени реакции ступеней, деформации диафрагм из-за увеличения перепада давления на них и понижению внутреннего относительного КПД турбины. Кроме этого, возможно отложение солей на штоках запорной и регулирующей арматуры, что может быть причиной заедания клапанов.

Повышение содержания водорода в картерах подшипников, токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводов, увеличенная суточная утечка водорода из корпуса генератора свидетельствуют о неисправности узлов уплотнения генератора.

При обнаружении любых из указанных неисправностей персонал должен принять немедленные меры по их устранению. В том случае если это невозможно сделать без останова турбины, технический руководитель электростанции должен определить срок вывода турбоагрегата в ремонт. Как уже говорилось, время работы с перечисленными неисправностями должно быть минимальным. Уведомление диспетчера энергосистемы о предстоящем останове турбоагрегата необходимо для принятия им мер по уменьшению влияния изменения нагрузки на работу энергосистемы и электростанции.

4.4.31. Для каждой турбины должна быть определена длительность выбега ротора при останове с нормальным давлением отработавшего пара и при останове со срывом вакуума. При изменении этой длительности должны быть выявлены и устранены причины отклонения. Длительность выбега должна быть проконтролирована при всех остановах турбоагрегата.

Длительность выбега – это время вращения роторов турбоагрегата с момента полного закрытия стопорных клапанов до полного их останова. Продолжительность выбега для разных типов турбин различна и зависит от числа роторов в валопроводе турбины, их массы, среднего диаметра и длины рабочих лопаток части низкого давления. Например, длительность выбега пятицилиндровой турбины К-800-240-2 составляет 43–45 мин без срыва вакуума и 17–18 мин со срывом вакуума, для одноцилиндровой турбины К-50-90 – 20–23 мин с нормальным вакуумом, а для противодавленческой Р-12-35 время выбега равно 12–14 мин.

Нормальная (эталонная) длительность выбега определяется после ввода в эксплуатацию смонтированной турбоустановки при ее останове как при нормальном вакууме, так и со срывом вакуума. Проверка и фиксация длительности выбега при всех остановах необходима для оценки механического состояния турбины в процессе эксплуатации. Это позволяет своевременно выявить неполадки в турбоагрегате. Уменьшение продолжительности выбега может свидетельствовать о неисправностях и увеличенном трении в подшипниках, о задеваниях в проточной части турбины и уплотнениях. Увеличение продолжительности выбега возможно при неплотности стопорных и регулирующих клапанов или запорной арматуры на паропроводах отборов.

4.4.32. При выводе турбины в резерв на срок 7 сут и более должны быть приняты меры к консервации оборудования турбоустановки.
Метод консервации выбирается исходя из местных условий техническим руководителем электростанции.

Защита деталей турбинного оборудования от коррозии очень важна, так как ее очаги могут служить концентраторами высоких динамических напряжений, возникающих в процессе работы турбины. Это касается как вращающихся деталей (рабочих лопаток, дисков, втулок), так и деталей статора (диафрагм, обойм, сопловых лопаток). Высокая скорость стояночной коррозии обусловлена наличием во внутреннем пространстве остановленного оборудования воды и кислорода.

Методы и способы проведения консервации оборудования основываются на предположении, что удаление одного из агентов коррозии (воды или кислорода) предотвращает стояночную коррозию пароводяного тракта. Методы защиты паротурбинного оборудования делятся на три группы:

предотвращение контакта металла с кислородом воздуха;

подавление коррозии с помощью химических средств (ингибиторов);

снижение влажности воздуха ниже определенной величины.

Предотвращение контакта металла с кислородом воздуха может быть достигнуто путем заполнения внутреннего пространства оборудования нейтральным газом, например азотом. Во всем консервируемом объеме должно поддерживаться избыточное давление инертного газа, предотвращающее попадание наружного воздуха. Этот способ достаточно надежен, но трудоемок и дорог.

Метод подавления коррозии с помощью ингибиторов предусматривает создание на поверхности металла защитных пленок, но не предполагает удаления кислорода и воды из пароводяного тракта. В качестве ингибиторов могут применяться растворы гидразина и аммиака, трилона Б и аммиака, силиката натрия, нитрита натрия и другие вещества. К достоинствам метода относится его относительная дешевизна, особенно при длительных сроках консервации оборудования, а к недостаткам – необходимость решения проблемы с нейтрализацией, токсичностью и очисткой сточных вод, сложная технология нанесения защитной пленки на все защищаемые поверхности и избирательный спектр действия некоторых ингибиторов.

Технология консервации сухим воздухом основана на максимально возможном удалении влаги из консервируемого оборудования. Снижение влажности воздуха может быть достигнуто статической или динамической осушкой или подогревом воздуха.

При статической осушке влагопоглотители (силикагель и т. п.) размещают внутри оборудования на поддонах. Способ прост, но требует периодического вскрытия оборудования для замены влагопоглотителя и применим не ко всем типам оборудования.

При динамической осушке воздуха в полости консервируемого оборудования постоянно нагнетается воздух, прошедший предварительную осушку в воз-духоосушительной установке. В качестве такой установки могут быть либо кассеты с влагопоглотителем, либо устройство, использующее принцип вымораживания влаги. Данный способ надежен, однако эксплуатация консервационной установки достаточно дорога. Кроме этого, при консервации больших установок, требующих значительных расходов воздуха, установки для его осушки получаются громоздкими и дорогими.

Наиболее простым способом снижения влажности в консервируемом объеме является нагрев воздуха до некоторой избыточной температуры. Основной целью при этом является исключение появления влаги (конденсата) на внутренних поверхностях оборудования путем обдува их подогретым воздухом. Применение этого способа, хотя и связано с некоторыми энергетическими затратами, обладает рядом

преимуществ. Во-первых, он позволяет добиться надежной консервации оборудования, во-вторых, не требует применения химических реагентов (экологическая чистота способа), в-третьих, затраты на обслуживание консервирующей установки минимальны, а операции по вводу оборудования в режим консервации и выводу из него весьма просты. Кроме этого, во время простоя возможно проведение ремонтных работ с отключением соответствующего участка на время ремонта и последующим включением его в схему консервации.

4.4.33. Эксплуатация турбин со схемами и в режимах, не предусмотренных техническими условиями на поставку, допускается с разрешения завода-изготовителя и вышестоящих организаций.

На электростанциях может возникнуть ситуация, когда требуется эксплуатация турбоустановки в режимах, при которых условия работы этой турбоустановки или отдельных ее элементов отличаются от расчетных. Обычно необходимость этого бывает связана с особенностями работы энергосистемы, самой электростанции или вызвана экономическими соображениями. Примерами таких режимов могут быть режим синхронного компенсатора, режим с подогревом сетевой воды в конденсаторе, работа с отключенной регенерацией для повышения мощности, увеличение расхода пара в отбор сверх расчетного и др.

В ряде случаев вопрос допустимости применения нового режима решается на основе данных теплового и механического расчетов. В некоторых случаях оценка нового режима в силу значительного отклонения от расчетных условий не поддается расчету и требует проведения специальных испытаний. В этих случаях программа испытаний согласовывается с заводом-изготовителем, а по результатам испытаний принимается решение о возможности использования турбины в новом режиме и уточняются критерии обеспечения надежности эксплуатации.

Во всех случаях для перевода турбин на режим, отличающийся от расчетного, должно быть получено разрешение завода-изготовителя и вышестоящих организаций.

4.4.34. Проведение реконструкции и модернизации турбинного оборудования на электростанциях должно быть согласовано с заводом-изготовителем.
При проведении реконструкции и модернизации турбинного оборудования на электростанциях должны быть предусмотрены максимальная степень автоматизации управления и высокие показатели ремонтопригодности.

Модернизация турбинных установок проводится в целях продления срока службы энергоустановок, повышения их технико-экономического уровня, улучшения условий труда обслуживающего персонала. Примерами модернизации может быть внедрение нового типа уплотнений в проточной части турбины, оснащение турбины измерительными приборами нового поколения и т. п.

Реконструкция предполагает внесение значительных принципиальных изменений в конструкцию турбоагрегата или схему турбоустановки и проводится, как правило, для увеличения тепловой или электрической мощности. Примерами реконструкции может быть замена цилиндра турбины на цилиндр большей пропуск-

ной способности, организация отбора пара для нужд производства или теплофикации, перевод конденсационной турбины на работу с ухудшенным вакуумом или противодавлением.

Часто модернизация или реконструкция турбоустановок проводится по проекту завода-изготовителя. В этих случаях, очевидно, согласование с заводом не требуется, однако в других случаях согласование проекта с заводом-изготовителем обязательно. Это связано с тем, что на практике имели место серьезные аварии турбин, вызванные ошибками в проектах реконструкции или модернизации, выполненных сторонними организациями без согласования с заводами.

4.4.35. Тепловые испытания паровых турбин должны производиться:
на вновь смонтированном оборудовании для получения фактических показателей и составления нормативных характеристик;
периодически в процессе эксплуатации (не реже 1 раза в 3–4 года) на подтверждение соответствия нормативным характеристикам.

Пояснений не требуется

Список использованной литературы

1. ГОСТ 24278–89. Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования.

2. ГОСТ 28969–91. Турбины паровые стационарные малой мощности. Общие технические условия.

3. ГОСТ 25364–88. Агрегаты паротурбинные стационарные. Нормы вибрации и общие требования к проведению измерений.

4. ГОСТ 28757–90. Подогреватели для системы регенерации паровых турбин ТЭС. Общие технические условия.

5. Сборник распорядительных документов по эксплуатации энергосистем (Теплотехническая часть). Ч. 1. Разд. 3.

6. Методические указания по проверке и испытаниям автоматических систем регулирования и защит паровых турбин: МУ 34-70-062–83.

7. Типовая инструкция по эксплуатации маслосистем турбоустановок мощностью 100–800 МВт, работающих на минеральном масле: РД 34.30.508–93.

8. Методические указания по эксплуатации конденсационных установок паровых турбин электростанций. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1986.

9. Типовая инструкция по эксплуатации систем регенерации высокого давления энергоблоков мощностью 100–800 МВт: РД 34.40.509–93.

10. Типовая инструкция по эксплуатации конденсатного тракта и систем регенерации низкого давления энергоблоков мощностью 100–800 МВт на ТЭЦ и КЭС: РД 34.40.510–93.

11. Голоднова О. С. Эксплуатация систем маслоснабжения и уплотнений турбогенераторов с водородным охлаждением. – М.: Энергия, 1978.

12. Методические указания по консервации паротурбинного оборудования ТЭС и АЭС подогретым воздухом: МУ 34-70-078–84.

13. Информационное письмо № 1/95 «Выбор способов консервации энергетических котлов и паротурбинных установок тепловых электростанций».

4.5. БЛОЧНЫЕ УСТАНОВКИ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

4.5.1. При эксплуатации блочных установок должны выполняться положения пп. 4.3.1, 4.4.1, 5.1.1, 5.3.1, 6.3.4 и 6.3.8 настоящих Правил и обеспечиваться их участие в регулировании частоты и мощности при нормальных (в соответствии с диспетчерским графиком) и аварийных режимах энергосистемы.

Основной задачей эксплуатации блочных установок является обеспечение отпуска электроэнергии в соответствии с диспетчерским графиком нагрузки при минимальных затратах топлива для каждого данного типа оборудования. Требования к непрерывной длительности и экономичности работы энергоблоков учитывают конкретные условия их эксплуатации на электростанциях.

Базовым режимом работы энергоблока является режим его эксплуатации с эпизодическими остановами для ремонтных целей и, в отдельных случаях, на ночное время и в нерабочие дни, для участия в регулировании графика нагрузки; полупиковым – режим работы по двухсменному графику с ежесуточными остановами на ночное время и еженедельными – на нерабочие дни; пиковым – режим работы только в периоды утреннего и вечернего максимумов нагрузки.

При всех перечисленных режимах эксплуатации, а также в аварийных режимах энергосистем все энергоблоки, как правило, должны участвовать в регулировании частоты и перетоков мощности (более подробно об этом сказано в пояснениях к п. 4.5.13). В базовом режиме оборудование должно эксплуатироваться с максимальной продолжительностью и экономичностью, соответствующими техническим условиям на его поставку. На оборудовании, эксплуатирующемся в полупиковом и пиковом режимах, такие эксплуатационные показатели не могут быть достигнуты. Вместе с тем оборудование в этих режимах должно эксплуатироваться с соблюдением всех критериев надежности, установленных заводами-изготовителями. Кроме того, в рассматриваемых режимах эксплуатации необходимо обеспечивать минимальные потери топлива и электроэнергии, достижимые на оборудовании данного типа. На основании испытаний должны быть установлены оптимальные графики снижения и подъема нагрузки по условиям надежности и экономичности [30, 31].

Изменения в структуре энергопотребления обусловливают постоянную тенденцию к разуплотнению графиков нагрузок, особенно в Европейской части России, и решение задачи прохождения ночного провала нагрузок усложняется. В связи с этим возможности эксплуатации энергоблоков только в базовом режиме сужаются. Эксплуатация в базовом режиме должна обеспечиваться в первую очередь для энергоблоков сверхкритического давления (СКД), являющихся наиболее экономич-

ным оборудованием. Вместе с тем в базовом режиме по различным причинам (состояние оборудования, местные особенности электро- и теплоснабжения потребителей) приходится эксплуатировать и часть менее экономичного оборудования. Кроме того, в общей структуре мощностей доля малоэкономичного оборудования непрерывно снижается и в отдельных энергосистемах практически близка к нулю. В связи с этим блочные установки, в том числе СКД, привлекаются для покрытия переменной части графика нагрузки.

Для наиболее полного участия в покрытии переменной части графика нагрузки энергосистем:

конденсационные базовые энергоблоки, выпущенные по техническим заданиям, согласованным в 1986 г. и в последующие годы, должны соответствовать [23];

конденсационные полупиковые энергоблоки, выпускаемые по техническим заданиям, согласованным в 1988 г. и в последующие годы, должны соответствовать [24];

теплофикационные энергоблоки, выпускаемые или модернизируемые по техническим заданиям, согласованным в 1980 г. и в последующие годы, должны соответствовать техническим требованиям к маневренным характеристикам, утвержденным в 1980 г.

4.5.2. Для покрытия диспетчерского графика нагрузки должны быть обеспечены изменения нагрузки энергоблока в регулировочном диапазоне и при необходимости до технического минимума, останова в резерв и режимы пуска энергоблока из различных тепловых состояний.

Определения регулировочного диапазона и технического минимума нагрузок блока приведены в п. 4.5.4. Выбор способа покрытия переменной части графика нагрузки определяется совокупностью факторов экономичности и надежности работы оборудования с учетом конкретных условий работы электростанции в целом. Наиболее простым из рассматриваемых способов является изменение нагрузки энергоблока. Останов энергоблока в резерв и последующий его пуск связаны с проведением значительно большего объема технологических операций.

Разгрузка энергоблока связана со снижением его экономичности, зависящим от нижнего предела нагрузки. Так, если при разгрузке энергоблока 300 МВт до нагрузки 70 % номинальной его экономичность снижается всего на 2,2 %, то при разгрузке до 50 % снижение экономичности составляет уже 7,5 %, а до 100 МВт – 15 %. Несколько меньше (на 2–3 %) снижение экономичности при эксплуатации энергоблока в режиме скользящего давления. Останов энергоблока в резерв и последующий его пуск сопровождаются потерями топлива, связанными с непроизводительным его расходованием в период до включения турбогенератора в сеть и с ухудшением экономичности на низких нагрузках. Так, при пуске газомазутного моноблока 300 МВт после останова на ночное время и нерабочие дни потери условного топлива при соблюдении графика-задания составляют соответственно 88 и 148 т [27]. По условиям экономичности прохождение ночных провалов нагрузки за счет останова и глубокой разгрузки энергоблоков примерно равнозначны, а в нерабочие дни останов энергоблоков существенно выгоднее. Однако необходимо учитывать показатели надежности оборудования и обеспеченность прохождения диспетчерского графика в период максимума нагрузки. Изменение нагрузки энер-

гоблока сравнительно с его остановом и последующим пуском обусловливает меньшее изменение теплового состояния оборудования. В частности, в пределах разрешенного диапазона нагрузок изменения температур среды и металла по тракту котла относительно невелики и практически не сказываются на показателях его надежности. Изменение теплового состояния элементов турбины, особенно СКД, больше, чем котла, что связано с переменным дросселированием пара в регулирующих клапанах части высокого давления и изменением температуры пара промперегрева. Однако при соблюдении рекомендованного темпа изменения нагрузки энергоблока обеспечивается требуемая надежность элементов турбины. В этом плане благоприятно сказывается эксплуатация энергоблока в режиме скользящего давления, при котором изменение теплового состояния элементов турбины, связанное с переменной нагрузкой, существенно уменьшается.

При останове энергоблока тепловое состояние оборудования, как отмечалось, изменяется существенно больше и, что особенно важно, его элементы и узлы остывают с разной скоростью. В связи с этим при пуске энергоблока проведение технологических операций должно быть связано с контролем параметров в лимитирующих элементах, что требует повышенного внимания эксплуатационного персонала. Кроме того, ряд технологических операций сам по себе является источником изменения теплового состояния оборудования, например, установление расхода питательной воды на котел при пуске из горячего и неостывшего состояний. Следует также учитывать, что при большом объеме технологических операций увеличивается вероятность ошибок в действиях эксплуатационного персонала. При эксплуатации оборудования в условиях частых остановов и пусков достаточная его надежность может быть обеспечена лишь при полной автоматизации технологических операций.

С учетом изложенного, прохождение ночного провала нагрузки, как правило, должно обеспечиваться разгрузкой энергоблоков. В случаях, когда из условий технического минимума нагрузки это невозможно, следует останавливать в резерв в первую очередь наименее экономичное оборудование, в том числе энергоблоки докритического давления, и в последнюю очередь – энергоблоки СКД. Выбор способа покрытия диспетчерского графика нагрузки в нерабочие дни зависит от требуемого уровня минимальной нагрузки электростанции. Если для этой цели достаточно разгрузить действующие энергоблоки до технического минимума, останов энергоблоков производить не следует. В противном случае следует останавливать энергоблоки в резерв, в том числе и энергоблоки СКД, исходя из допускаемого количества циклов «останов-пуск» для данного оборудования. При этом количество остающихся в работе энергоблоков на электростанции (для исключения ее посадки на нуль) должно быть не менее двух. Для уменьшения суммарного количества циклов «останов-пуск» следует чередовать останавливаемые энергоблоки. При прочих равных условиях в первую очередь следует останавливать энергоблоки либо с более высоким уровнем системы автоматизации, либо нуждающиеся в проведении мелких ремонтных работ.

4.5.3. Теплофикационные энергоблоки, работающие с полным расходом циркуляционной воды через конденсатор, могут быть привлечены к покрытию диспетчерского графика электрических нагрузок с сохранением заданного количества отпускаемого тепла. Теплофикационные энергоблоки, работающие на

встроенном пучке конденсатора или с отсечкой ЦНД, как правило, не должны привлекаться к покрытию переменной части графика электрических нагрузок. В отдельных случаях допускается разгрузка указанных энергоблоков с переводом тепловой нагрузки на пиковые или резервные источники. Количество теплофикационных энергоблоков, не привлекаемых к покрытию переменного графика нагрузок, должно быть определено диспетчером энергосистемы. Наиболее экономичное оборудование (энергоблоки СКД и особенно ПГУ) диспетчер энергосистемы должен привлекать к покрытию переменного графика нагрузок лишь при исчерпании возможностей менее экономичного оборудования.

Теплофикационные энергоблоки, работающие с полным расходом циркуляционной воды через конденсатор, могут разгружаться без изменения отпуска тепла до нагрузки, при которой регулирующие диафрагмы теплофикационных отборов закрываются полностью, или до положения, обеспечивающего минимальный пропуск пара, необходимый для охлаждения ЦНД. Вторым ограничивающим фактором, как и на конденсационных энергоблоках, является нижняя граница регулировочного диапазона или технический минимум нагрузки котла.

Разгрузка энергоблока до нижней границы регулировочного диапазона позволяет при необходимости повторно нагрузить энергоблок. С этой точки зрения важно сохранение полного расхода циркуляционной воды через конденсатор, так как в противном случае до нагружения необходимо провести ряд относительно длительных операций. Если по условиям сохранения отпуска тепла допускается более глубокая разгрузка энергоблока, определяемая техническим минимумом нагрузки котла (см. п. 4.5.4), то в большинстве случаев повторное нагружение теплофикационного энергоблока (равно как и конденсационного) должно быть связано с изменением состава вспомогательного оборудования и настроек автоматических регуляторов, для чего требуется определенное время, которое должно учитываться диспетчером энергосистемы.

При изменении нагрузки энергоблока сохранение заданного количества отпускаемого тепла обеспечивается регулятором давления в теплофикационном отборе, воздействующим на изменение положения регулирующих диафрагм ЦНД.

Теплофикационные энергоблоки, работающие на встроенном пучке конденсатора или с отсечкой ЦНД, как правило, не должны привлекаться к покрытию переменной части графика электрических нагрузок ввиду того, что в этом случае воздействие регулятора давления в теплофикационном отборе переключено на регулирующие клапаны высокого давления и электрическая нагрузка, по существу, определяется указанным регулятором, который постоянно поддерживает тепловую нагрузку. Перевод конденсатора на встроенный пучок и обратно, равно как и отсечка ЦНД и восстановление расходного режима, требуют проведения длительных и тщательных операций. При этом основное внимание должно быть уделено исключению недопустимых температурных перекосов в низкотемпературной части турбины и конденсаторе, поэтому такие переключения в пределах суток нецелесообразны.

В отдельных случаях для расширения регулировочного диапазона в сторону как снижения, так и увеличения электрической мощности допускается разгрузка

отборов теплофикационных турбин путем передачи тепловой нагрузки на пиковые и резервные источники. Снижение тепловой нагрузки отборов позволяет довести нижнюю границу диапазона нагрузок энергоблока до значения, определяемого техническим минимумом котла. При снижении тепловой нагрузки отборов верхняя граница регулировочного диапазона может быть повышена за счет дополнительной электрической мощности, развиваемой потоком пара, поступающего в ЦНД (вместо теплофикационных отборов).

Такой метод расширения регулировочного диапазона приводит к сокращению выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, что снижает экономичность энергоблока. По этой причине он должен быть санкционирован диспетчером энергосистемы после исчерпания возможностей конденсационных электростанций и конденсационной выработки электроэнергии на ТЭЦ.

4.5.4. Нижний предел регулировочного диапазона энергоблока должен быть установлен исходя из условия сохранения неизменного состава работающего оборудования и работы системы автоматического регулирования во всем диапазоне нагрузок без вмешательства персонала. При эксплуатации энергоблоков должна быть обеспечена возможность их работы на техническом минимуме нагрузки, для достижения которого допускается изменение состава работающего оборудования и отключение отдельных автоматических регуляторов.
Нижний предел регулировочного диапазона и технический минимум нагрузки должны быть указаны в местной инструкции и доведены до сведения диспетчерской службы.

Постоянство состава работающего вспомогательного оборудования и горелочных устройств, так же как и сохранение работоспособности всех автоматических регуляторов, является необходимым условием надежной реализации регулирующего режима работы энергоблока. Трудно, например, представить себе условия работы и управления энергоблоком при многократном автоматическом включении и отключении мельниц в системах пылеприготовления прямого вдувания, пылепитателей, форсунок. В системах автоматического управления энергоблоками дискретные операции по изменению состава вспомогательного оборудования или горелочных устройств, имеющих ограниченный регулировочный диапазон, меньший диапазона допустимых нагрузок энергоблока, не предусматриваются. Нельзя требовать, чтобы оператор при быстрой разгрузке и повторном нагружении энергоблока отключал и включал то или иное оборудование. Нельзя, естественно, также требовать, чтобы при работе энергоблока в регулирующем режиме оператор в темпе процесса подменял отдельные регуляторы, а затем включал их в работу. Таким образом, при установлении нижнего предела регулировочного диапазона в соответствии с Правилами энергоблок может в пределах этого диапазона многократно изменять свою нагрузку в максимальном темпе, определяемом его динамическими свойствами.

Технический минимум нагрузки энергоблоков и, следовательно, диапазон допустимых нагрузок определяются в основном надежностью гидравлического и температурного режимов поверхностей нагрева котлов и условиями обеспечения устойчивого топочного процесса, а на котлах с жидким шлакоудалением – и выхо-

да жидкого шлака. На некоторых типах энергоблоков, в первую очередь газомазутных, диапазон допустимых нагрузок превышает регулировочный диапазон. Имеющиеся трудности с прохождением минимума электрической нагрузки энергосистем ночью и в нерабочие дни заставляют использовать весь диапазон допустимых нагрузок энергоблоков с изменением состава вспомогательного оборудования, горелочных устройств и отключением отдельных регуляторов. Это позволяет уменьшить степень использования пускоостановочных режимов для регулирования графика нагрузки энергосистем. Последняя редакция указанных в Правилах «Норм минимально допустимых уровней и предельно допустимых скоростей изменения нагрузок энергоблоков 150–1 200 МВт» утверждена Минэнерго в 1986 г. [26].

Существующие на некоторых типах энергоблоков «ножницы» между регулировочным диапазоном и диапазоном допустимых нагрузок следует устранять, если это технически возможно. Так, например, на энергоблоках с мазутными котлами это может быть достигнуто заменой механических форсунок на и гирокодиапазонные паромеханические. Для обеспечения работы регуляторов – пределах всего диапазона допустимых нагрузок, если надлежащее качество процесса регулирования не обеспечивается вследствие значительного изменения динамических характеристик объекта, должна быть применена специальная аппаратура, обеспечивающая автоматическое дискретное изменение параметров динамической настройки регуляторов. До выполнения этих мероприятий в случае необходимости по системным условиям оставления энергоблока в регулирующем режиме работы на периоды провала нагрузки возможно смещение регулировочного диапазона ближе к минимуму допустимых нагрузок.

Такое смещение может производиться оперативным персоналом вручную посредством останова соответствующего вспомогательного оборудования и изменения настроек автоматических регуляторов.

Диспетчерская служба энергосистемы должна располагать данными о нижних пределах регулировочного диапазона и технических минимумах нагрузки энергоблоков для принятия оптимальных решений по их участию в покрытии графика электрических нагрузок.

4.5.5. При нагрузке энергоблока, соответствующей нижнему пределу регулировочного диапазона или техническому минимуму, понижение температур свежего пара и пара после промперегрева должно быть не больше заданного заводами – изготовителями оборудования.

Поддержание номинальных температур свежего пара и пара после промперегрева в широком диапазоне нагрузок повышает тепловую экономичность энергоблока. Однако по технико-экономическим соображениям это не всегда оказывается целесообразным.

Поддержание номинальной температуры свежего пара вплоть до нагрузки 30 % номинальной сравнительно просто осуществляется на прямоточных котлах, не имеющих фиксированных границ между экономайзерной, испарительной и перегревательной частями тракта, – достаточно предусмотреть некоторый запас при расчете на прочность первых ступеней пароперегревателя. Некоторое увеличение при этом металлоемкости котла оказывается экономически оправданным. На энергоблоках с барабанными котлами, имеющими фиксированную поверхность нагре-

ва пароперегревателя, требуется ее существенное увеличение либо применение режимных мер (например, увеличение избытков воздуха), что, как правило, нерационально.

Применяемые на котлах средства регулирования температуры пара после промперегрева имеют ограниченный диапазон и рассчитаны обычно на поддержание номинального ее значения до нагрузки не ниже 70 % номинальной. Предъявление к таким устройствам требований обеспечения более широкого диапазона регулирования не может быть оправданно, так как приводит к существенному их усложнению. Увеличение поверхности нагрева промежуточного пароперегревателя также нецелесообразно, так как приведет к потере экономичности в номинальном режиме (в связи с необходимостью в этом случае использования впрыска для снятия избыточного тепловосприятия). Возможное использование режимных мер может дать ограниченный эффект.

В силу изложенного следует считаться с некоторым неизбежным понижением температуры пара после промперегрева при низких нагрузках, а на энергоблоках с барабанными котлами – и температуры свежего пара [23, 24].

Допустимое понижение температуры пара после промперегрева задается заводом из условия, чтобы влажность пара в последних ступенях ЦНД турбины не превышала значения, имеющего место при номинальной нагрузке исходя из предотвращения эрозии лопаточного аппарата. Со снижением нагрузки при постоянной температуре пара перед ЦСД турбины влажность пара в последних ступенях ЦНД уменьшается, что и позволяет разрешить некоторое понижение температуры пара.

Допустимое понижение температуры пара при минимально допустимой нагрузке определяется рядом факторов. Прежде всего следует учитывать, что понижение температуры свежего пара обусловливает и понижение температуры пара после промперегрева, поэтому не должно превышать значений, затрудняющих обеспечение допустимого снижения последней.

Еще более важно иметь в виду, что последние ступени ЦВД турбины не рассчитаны, в отличие от последних ступеней ЦНД, на условия работы при влажном паре и такой режим представляет для них непосредственную спасность. При глубоком понижении температуры свежего пара вследствие увеличения реактивности ступеней турбины осевые усилия могут возрасти до опасных значений и возможно повреждение упорного подшипника, поэтому понижение температуры свежего пара до уровня, при котором на выхлопе ЦВД турбины пар переходит в состояние влажного, недопустимо.

На блоках выполняется автоматическая защита, отключающая турбину при недопустимом понижении температуры свежего пара. Хотя при снижении нагрузки значение температуры свежего пара, при котором на выхлопе ЦВД турбины появляется влажный пар, уменьшается, уставка температуры в защите обычно принимается не скользящей, а фиксированной по режиму номинальной нагрузки.

Допустимое понижение температуры свежего пара при снижении нагрузки должно выбираться с учетом достаточной отстройки от уставки, принятой в защите на отключение турбины.

Следует также иметь в виду, что допускаемое понижение температур свежего пара и пара промперегрева должно быть увязано с требуемыми скоростями изменения нагрузки энергоблока. По условиям термонапряженного состояния деталей турбины увеличение глубины понижения температур пара при минимально допустимой нагрузке энергоблока обусловливает некоторое уменьшение предельных скоростей изменения нагрузки.

4.5.6. Предельная скорость изменения нагрузки энергоблока в регулировочном диапазоне должна быть установлена на основании норм предельно допустимых скоростей изменения нагрузки при работе энергоблоков 160–800 МВт в регулировочном диапазоне.

Основным фактором, ограничивающим скорость изменения нагрузки энергоблока, является термическая усталость высокотемпературных деталей (в первую очередь роторов ЦВД турбины) под воздействием многократных изменений температуры при изменении нагрузки. Допустимые напряжения в деталях турбины и соответствующие им скорости изменения нагрузки, в пределах которых обеспечивается надежность оборудования в течение расчетного срока службы энергоблока, зависят от предполагаемого числа циклов (имеется в виду изменение нагрузки и ее возврат к исходному уровню).

Допустимые скорости различны: для плановых изменений нагрузки (принимается 2×10^4 циклов за срок службы) и неплановых изменений для поддержания заданных частоты и перетоков мощности по межсистемным связям (принимается неограниченное число циклов).

Оптимальным является начальное скачкообразное изменение нагрузки энергоблока, при котором температурные напряжения в деталях быстро выходят на предельно допустимое значение, с последующим изменением нагрузки в ту же сторону со скоростью, обеспечивающей поддержание этих напряжений на допустимом уровне. В соответствии с Нормами [26] для действующих энергоблоков в таблице приведены допустимые значения начального скачка нагрузки (ΔN) и скорости последующего изменения нагрузки ($dN/d\tau$) в том же направлении при сохранении номинального давления свежего пара:

Энергоблок с турбиной	При плановых изменениях нагрузки		При неплановых изменениях нагрузки	
	ΔN, МВт	$dN/d\tau$, МВт/мин	ΔN, МВт	$dN/d\tau$, МВт/мин
К-160-130 ХТЗ	35	1,5	15	0,5
К-210-130 ЛМЗ	50	2,5	20	1,0
К-300-240 ЛМЗ	40	2,5	20	1,0
К-300-240 ХТЗ	40	1,7	20	0,8
Т-250/300-240 ТМЗ	50	2,5	20	1,0
К-500-240 ЛМЗ	70	3,0	30	1,2
К-80Q-240 ЛМЗ	140	5,0	60	2,5

Скачкообразное изменение нагрузки энергоблока при плановых режимах должно выполняться со скоростью до 4 % номинальной мощности в минуту, что определяется динамическими свойствами котла. При неплановых режимах такое изменение нагрузки должно выполняться со скоростью, определяемой быстродействием системы регулирования турбины. В случае планового изменения нагрузки энергоблока с постоянной скоростью во всем диапазоне (без начального «скачка») при номинальном давлении свежего пара она не должна превышать значений, указанных в таблице для периода после «скачка» нагрузки.

При изменении нагрузки действующих энергоблоков на скользящем давлении свежего пара турбина практически не является ограничивающим фактором и допускается средняя скорость изменения нагрузки 4 % номинальной мощности в минуту, определяемая котлом.

Для конденсационных энергоблоков, поставляемых по техническим заданиям, согласованным в 1987 г. и в последующие годы [23], допускаются средние скорости плановых изменений нагрузки 1,5 и 1 % номинальной мощности в минуту соответственно при до- и сверхкритическом рабочих давлениях свежего пара, поддерживаемых в процессе изменения нагрузки. При плановых изменениях нагрузки на скользящем давлении свежего пара допустимая средняя скорость (в зоне скользящего давления) составляет 6 % номинальной мощности в минуту. На номинальном давлении свежего пара энергоблоки должны допускать плановое изменение нагрузки на ±20 и ±25 % со скоростью до 4 % в минуту с последующим изменением нагрузки в ту же сторону со скоростью 0,7 и 1 % номинальной мощности в минуту соответственно при сверх- и докритическом рабочих давлениях свежего пара, а при установившемся режиме или плановом изменении нагрузки в регулировочном диапазоне они должны допускать неограниченное число отклонений мощности от графика на ±7 % номинальной со скоростью, определяемой быстродействием системы регулирования.

4.5.7. Энергоблоки, спроектированные для работы с постоянным давлением свежего пара, допускается эксплуатировать в режиме скользящего давления с полным открытием части регулирующих клапанов ЦВД турбины после проведения специальных испытаний и согласования режимов с заводами – изготовителями котлов[1]. При этом в местные инструкции должны быть внесены соответствующие дополнения.

---

[1] Данный режим не распространяется на энергоблоки, которые по решению органов диспетчерского управления соответствующего уровня должны эксплуатироваться на номинальном давлении.

Перевод энергоблоков в режим скользящего давления при частичных нагрузках позволяет получить ряд эксплуатационных преимуществ. Прежде всего, и это наиболее важно, уменьшаются в сравнении с режимом работы при номинальном давлении потери в экономичности при разгрузке энергоблоков за счет исключения дросселирования пара в регулирующих клапанах ЦВД турбины и уменьшения расхода энергии на привод питательных насосов (при установке насосов с регулируемой частотой вращения). В зоне работы на скользящем давлении снимаются ограничения по скорости изменения нагрузки турбины, поскольку тепловое состояние ЦВД практически не изменяется. Расширяется диапазон нагрузок энергоблока, в пределах которого температура пара после промперегрева может поддерживаться близкой к номинальной, поскольку при разгружении энергоблока на скользящем давлении температура пара ЦВД турбины не снижается, как при работе на номинальном давлении, а повышается, что компенсирует уменьшение тепловосприятия промежуточного пароперегревателя. Увеличивается долговечность элементов котла и главных паропроводов энергоблока за счет уменьшения уровня напряжений в них при работе с пониженным давлением.

Ограничения, которые могут возникнуть при переводе энергоблоков в режим скользящего давления, в основном связаны с условиями обеспечения надежности экранов прямоточных котлов, запроектированных в расчете на работу с номинальным давлением. Нарушения гидравлического и температурного режимов экранов при переводе энергоблоков с прямоточными котлами в режим скользящего давления могут привести к повреждениям труб усталостного характера вследствие возникновения пульсационных режимов и тепловым разрывам труб из-за резкого уменьшения расхода среды, вызванного теплогидравлической разверкой.

До последнего времени отсутствовала расчетная методика, позволяющая уверенно оценить надежность экранов прямоточных котлов при работе на скользящем давлении, и на каждом новом типе котла требовалась тщательная опытная проверка. Однако котлы, спроектированные с использованием вновь разработанной методики, должны подвергаться испытаниям, так как апробации этой методики в условиях длительной эксплуатации пока нет. Испытания должны проводиться в экстремальных условиях, т. е. с проверкой надежности экранных систем не только в статическом режиме, но и в условиях всех возможных в эксплуатации возмущений по методике, предусмотренной типовой программой.

Проведенные к настоящему времени испытания показали, что отечественные прямоточные котлы докритического давления не приспособлены к работе на скользящем давлении вследствие появляющихся при этом нарушений гидравлического и температурного режимов экранов. Эти нарушения возникают при закипании воды в экономайзере, что приводит к немедленному резкому уменьшению расхода среды в отдельные трубы экранов, а также вследствие возникновения межвитковой пульсации потока в экранах при «мягком» шайбировании, которое принято на входе в отдельные трубы. Наряду с этим испытания котлов СКД (для которых перевод на пониженное докритическое давление по условиям поставки считался недопустимым и была выполнена защита, останавливающая котел при снижении давления в экранах) показали, что на ряде типов котлов допустимо достаточно глубокое понижение давления. Вместе с тем на отдельных типах котлов для надежной реализации режима скользящего давления потребовалась незначительная реконструкция экранной системы, а на некоторых перевод на скользящее давление оказался нецелесообразным, так как для его внедрения потребовалось выполнение капитальных реконструктивных работ.

Оставление части регулирующих клапанов ЦВД турбины закрытыми при работе на скользящем давлении необходимо для обеспечения быстрого подхвата нагрузки при аварийном снижении частоты в энергосистеме. Это требование обусловливает необходимость реализации комбинированного режима работы энергоблока – на скользящем давлении при частичных нагрузках и номинальном в зоне нагрузок, близких к номинальной. Для отечественных турбин с сопловым парораспределением это требование не вступает в противоречие с условиями обеспечения наиболее экономичного режима работы энергоблока. Однако если бы это было и не так, как, например, в турбинах с дроссельным парораспределением, переход на работу с чисто скользящим давлением при полном открытии всех клапанов может быть принят только в виде исключения, по специальному разрешению.

Перевод энергоблоков в режим скользящего давления требует определенной коррекции схем технологических защит и автоматики.

Все сказанное делает совершенно необходимой тщательную апробацию результатов испытаний энергоблоков с каждым типом котла. Результаты испытаний от-

дельных типов энергоблоков и вытекающие из них эксплуатационные рекомендации подлежат согласованию с заводами-изготовителями.

Правилами предусмотрено, что в случаях, когда энергоблоки могут наиболее активно участвовать в регулировании частоты и перетоков мощности, по решению ОДУ их следует эксплуатировать на номинальном давлении во всем диапазоне нагрузок.

4.5.8. В теплофикационных энергоблоках, оснащенных блочными обессоливающими установками (БОУ), конденсат греющего пара сетевых подогревателей должен направляться через БОУ только в случаях нарушения плотности трубной системы этих подогревателей.

В тепловых схемах теплофикационных энергоблоков конденсат греющего пара подогревателей сетевых горизонтальных (ПСГ) с помощью перекачивающих насосов направляется в тракт регенерации низкого давления (например, в схеме турбины Т-250/300-240 конденсат ПСГ-1 направляется в тракт перед ПНД-3, а ПСГ-2 – перед ПНД-4). Такая схема является наиболее экономичной, однако в случае нарушения плотности трубной системы ПСГ обусловливает нарушение норм качества питательной воды. Поэтому на энергоблоках с прямоточными котлами СКД, качество питательной воды которых должно быть на наиболее высоком уровне, иногда, опасаясь его ухудшения, конденсат греющего пара ПСГ постоянно направляют в конденсатор и далее – через БОУ. Естественно, что в этом случае имеют место неоправданные потери тепла. По этой причине Правилами такой режим не допускается. Вместе с тем нарушения плотности трубной системы ПСГ наблюдаются достаточно часто и для уменьшения тепловых потерь находит применение схема, в которой конденсат ПСГ охлаждается в дополнительном поверхностном подогревателе основным потоком конденсата до температуры не выше 50 °С и далее смешивается с основным потоком перед БОУ. Наиболее эффективно, однако, применение в ПСГ трубной системы из нержавеющей стали – ее повреждения в эксплуатационных условиях практически не наблюдаются, что дает возможность постоянно использовать наиболее экономичную схему откачки конденсата греющего пара ПСГ.

4.5.9. Остановы энергоблоков в резерв на ночное время должны производиться без расхолаживания оборудования. На всех энергоблоках подлежит обеспариванию система промежуточного перегрева пара, а на энергоблоках с прямоточными котлами, оснащенными встроенной задвижкой (ВЗ) и встроенным сепаратором, также и пароперегревательный тракт за ВЗ. На барабанных котлах, а также на прямоточных котлах с полнопроходным сепаратором (ППС) должны быть реализованы технологические приемы, исключающие выброс конденсата из пароперегревательных поверхностей нагрева в горячие паросборные коллекторы.

При останове энергоблоков в резерв целесообразно в наибольшей степени сохранить тепловое состояние оборудования, что обусловливает при последующем пуске уменьшение диапазона изменения температур элементов оборудования и,

соответственно, уменьшает исчерпание их ресурса. Уменьшаются также и пусковые потери топлива. Поэтому Правилами предусматривается останов энергоблока в резерв без принудительного расхолаживания оборудования. Вместе с тем при простое энергоблока расхолаживание оборудования обязательно происходит, а его глубина зависит от ряда факторов, в первую очередь от длительности простоя энергоблока. Основными факторами, определяющими расхолаживание оборудования, являются отвод тепла в окружающую среду через тепловую изоляцию, отвод тепла с воздухом, просасываемым через топку и газоходы в дымовую трубу через неплотности направляющих аппаратов дымососов, и отвод тепла со средой через неплотности арматуры. Что касается котла и паропроводов, то в наибольшей мере сохранение теплового состояния имеет значение при останове в резерв на ночное время, так как при останове на нерабочие дни даже на лучших объектах происходит их практически полное охлаждение [29–31]. Это накладывает отпечаток и на рекомендуемую технологию останова энергоблока. Так, в частности, при останове на нерабочие дни предусматривается разгрузка энергоблока на скользящем давлении, а отключение турбогенератора – несколько позже гашения топки котла, что позволяет выработать некоторое количество электроэнергии на аккумулированном в котле паре. При останове же на ночное время разгрузка и отключение энергоблока целесообразны при номинальном давлении в котле. На энергоблоках, часто останавливаемых на ночное время, наиболее важно поддерживать в удовлетворительном состоянии тепловую изоляцию, следить за плотностью направляющих аппаратов дымососов (иногда даже устанавливать дополнительные отключающие шиберы) и арматуры. Кроме того, при таких остановах и перед последующими пусками вентиляцию газовоздушного тракта следует производить с минимальной длительностью, допускаемой Правилами взрывобезопасности (см. п. 4.3.10).

Аналогичный останов следует производить в аварийных случаях, при которых можно предполагать, что после короткого простоя причина аварии будет устранена и можно будет произвести пуск энергоблока из горячего состояния. С учетом изложенного при аварийном останове энергоблока применяют «консервацию» давления во всем тракте котла. Такой же режим применяют при останове энергоблока с барабанным котлом в резерв на ночное время. При аналогичном останове энергоблока с прямоточным котлом применяют «консервацию» давления в тракте до ВЗ.

Правилами предусмотрено применение мер, исключающих скопление конденсата при простое в промежуточных пароперегревателях и в перегревателях свежего пара. Определяется это тем, что при конденсации пара в поверхностях нагрева конденсат, стекающий на «горячие» элементы, резко охлаждает их, что может привести к образованию многочисленных трещин в металле. Кроме того, при последующем пуске энергоблока возможно вытеснение водяных «пробок» из перегревателя в неостывшие коллекторы и паропроводы, что может привести к таким же последствиям. Для предотвращения конденсации пара при простое промежуточный пароперегреватель обеспаривают на энергоблоках всех типов (со сбросом пара в конденсатор). Кроме того, на прямоточном котле закрывают ВЗ и обеспаривают перегреватель свежего пара, а на барабанном котле (равно как и на прямоточном при его аварийном останове) постепенно снижают давление свежего пара по мере снижения температуры дымовых газов в поворотной камере исходя из превышения этой температуры над температурой насыщения среды. За счет превышения температуры дымовых газов над температурой среды устанавливается тепловой поток, препятствующий конденсации пара в перегревателе. Тем не менее в ряде случаев в перегревателе свежего пара накапливается определенное количество кон-

денсата (например, вследствие неплотности арматуры на линиях впрысков и т. п.). По этой причине при последующих растопках котлов создаются режимы «выпаривания» влаги из перегревателя путем ограничения стартовой форсировки по топливу. Технология этих режимов изложена в [1–13].

4.5.10. Оборудование, пусковые и электрические схемы, арматура, тепловая изоляция, растопочное и водное хозяйство энергоблоков и электростанций должны быть в состоянии, позволяющем обеспечить одновременный пуск не менее двух энергоблоков электростанции после любой продолжительности простоя.

Данный пункт должен учитываться при проектировании оборудования энергоблока и электростанции в целом, анализе проектов, наладке и доводке головных энергоблоков до гарантийных показателей, корректировке проекта серийного энергоблока.

Основой для выполнения изложенных требований являются нормы технологического проектирования [25], результаты обсуждения проектов в научно-технических советах министерств заказчика и поставщиков оборудования, специальные разработки (например, по пусковой схеме энергоблока), результаты испытаний аналогичного или близкого по конструкции оборудования.

Указанные требования должны находить отражение в техническом проекте электростанции и в технических условиях на поставку оборудования с учетом условий эксплуатации энергоблоков данного типа в энергосистеме.

По котлу на стадии проектирования должны быть проведены расчеты те-плогидравлических характеристик всех основных поверхностей нагрева, подтверждающие возможность растопки из любого исходного теплового состояния с минимальной длительностью.

Основное оборудование должно быть оснащено устройствами (например, встроенными сепараторами на прямоточных котлах, системой обогрева фланцев и шпилек турбины и т. п.), обеспечивающими возможность проведения пуска из любого теплового состояния и соблюдение всех критериев надежности при заданной длительности пуска энергоблока. В составе пусковой схемы должны быть устройства и трубопроводы, специально предназначенные для проведения пусковых операций (пускосбросные устройства, пусковые впрыски в паропроводы, трубопроводы для сброса воды и пара помимо турбины, устройства для утилизации тепла, промывочные трубопроводы и т. п.). Пусковая схема головного энергоблока разрабатывается на основе накопленного опыта эксплуатации и результатов испытаний пусковых режимов предшествующих типов энергоблоков. На основе результатов испытаний головного энергоблока (или нескольких энергоблоков данного типа) разрабатывается типовая пусковая схема, предназначенная для использования при проектировании серийных энергоблоков [14–22].

Существенное значение имеет выполнение (как в проекте, так и при монтаже) тепловой изоляции элементов оборудования и паропроводов. При недостаточно высоком ее качестве в период простоя энергоблока происходит глубокое охлаждение отдельных элементов, что приводит к удлинению последующего пуска энергоблока. Вместе с тем даже при применении типовых решений тщательное выполнение тепловой изоляции позволяет увеличить длительность простоев энергоблока, при пусках после которых не требуется проведение операций по прогреву тех или иных его элементов. Так, на моноблоках 300 МВт при качественном выполне-

нии проектной тепловой изоляции горячих паропроводов промежуточного перегрева их предтолчковый прогрев не требуется даже при пуске энергоблока после останова на нерабочие дни.

Особенно большое значение рассматриваемый вопрос имеет для энергоблоков, эксплуатирующихся в режиме частых остановов и пусков. На этих энергоблоках в первую очередь должны проводиться специальные мероприятия, направленные на улучшение тепловой изоляции элементов оборудования и паропроводов (применение более качественных теплоизоляционных материалов, теплоаккумулирующих вставок, тщательный контроль за соблюдением технологии нанесения тепловой изоляции и т. п.). При рабочем проектировании таких энергоблоков заводы – изготовители оборудования и генеральный проектировщик электростанции должны проводить в составе проекта обоснование принятых решений по тепловой изоляции элементов оборудования и паропроводов. В эксплуатационных условиях необходим контроль за состоянием тепловой изоляции и восстановлением ее поврежденных участков.

К растопочному хозяйству энергоблока относятся оборудование и трубопроводы, предназначенные для растопочного топлива, и система пароснабжения собственных нужд. В большинстве случаев в качестве растопочного топлива используется мазут, значительно реже природный газ. При проектировании электростанции емкости для хранения мазута и подача мазутных насосов должны выбираться в соответствии с [25], учитывая количество одновременно пускаемых энергоблоков.

Правилами предусматривается необходимость обеспечения одновременного пуска не менее двух энергоблоков электростанции. Вместе с тем в энергосистемах с наиболее неравномерным суточным и недельным графиками электрических нагрузок на специально выделенных или вновь проектируемых электростанциях количество *одновременно пускаемых энергоблоков может составить не менее 50 %* установленных на электростанции (это количество подлежит согласованию с ОДУ или ЦДУ).

До пуска энергоблока должен быть обеспечен необходимый запас мазута и готовность всего оборудования мазутного хозяйства. Требуемый расход растопочного топлива может быть оценен в соответствии с [27].

При пуске энергоблока необходим подвод пара от постороннего источника к трубоприводам, эжекторам и уплотнениям турбины, в деаэратор, подогреватели сырой воды (при пуске первого энергоблока на электростанции) и мазута, к мазутным форсункам и воздушным калориферам, в отопительную систему.

В составе рабочего проекта электростанции должен сводиться баланс потребления пара от постороннего источника с учетом числа одновременно пускаемых энергоблоков, а также работающих на нижнем пределе регулировочного диапазона нагрузок. С учетом этого должны выбираться производительность пусковой котельной и пропускная способность редукционных (РУ) или редукционно-охладительных установок (РОУ) от отборов турбин, присоединенных к общестанционной магистрали собственных нужд. Допустимое превышение расхода отборного пара (сверх отбора в систему регенерации) в зависимости от нагрузки энергоблока должно быть согласовано с заводом – изготовителем турбины. Качество пара, подаваемого от пусковой котельной, должен обеспечивать соответствующий водный режим.

В эксплуатационных условиях до пуска энергоблоков пусковая котельная и система пароснабжения собственных нужд должны находиться в состоянии полной готовности.

До пуска энергоблока должен быть обеспечен необходимый запас обессоленной воды (конденсата). При пуске энергоблока к обычным эксплуатационным потерям конденсата добавляется значительный расход на заполнение конденсатора, деаэратора, питательного тракта и котла.

Кроме того, при пуске энергоблока, особенно с прямоточным котлом, в течение некоторого периода наиболее загрязненная вода сбрасывается в циркуляционный водовод. Лишь при достижении заданного ее качества производится перевод сброса воды в конденсатор с последующей очисткой в блочной обессоливающей установке. Потери конденсата при пуске восполняются из баков запаса конденсата (БЗК) и от установки химического обессоливания добавочной воды. Производительность этой установки и вместимость БЗК должны выбираться при проектировании электростанции с учетом количества одновременно пускаемых энергоблоков и выбранного интервала времени между пусками.

Для уменьшения потерь конденсата при пусках в ряде случаев применяется установка бака запаса грязного конденсата (БЗГК). В этих случаях для очистки грязного конденсата необходима дополнительная общестанционная обессоливающая установка. В состав рабочего проекта электростанции должен входить баланс потерь конденсата и его восполнения с учетом принятого режима эксплуатации энергоблока. В эксплуатационных условиях до пуска энергоблоков БЗК должны быть заполнены, БЗГК – опорожнены, а БОУ и прочие обессоливающие установки – находиться в состоянии готовности.

4.5.11. Пуск энергоблока не допускается в случаях:

а) наличия условий, не допускающих пуск основного оборудования в соответствии с настоящими Правилами;

б) неисправности любой из технологических защит, действующих на останов оборудования энергоблока;

в) неисправности устройств дистанционного управления оперативными регулирующими органами, а также арматурой, используемой при ликвидации аварийных ситуаций;

г) неготовности к включению блочной обессоливающей установки;

д) повреждения опор и пружинных подвесок трубопроводов.

Условия, запрещающие пуск основного оборудования, рассмотрены в пояснениях к гл. 4.3 и 4.4 ПТЭ.

Пуск энергоблока, как и другие переменные режимы его эксплуатации, является сложным процессом и поэтому требует полного использования дистанционного управления оперативными регулирующими органами и автоматических средств ликвидации аварийных положений. В случае неисправности дистанционного управления элементами, которые не учтены настоящим пунктом, пуск энергоблока допускается с разрешения руководства котлотурбинного цеха. Особые требования предъявляются к включению технологических защит, в задачу которых входит автоматическое выполнение всех операций, необходимых для предотвращения развития аварий. Вероятность возникновения таких аварий при пусках энергоблока особенно велика, и персонал при этом находится в более тяжелых условиях, чем в обычных эксплуатационных режимах, ввиду большого потока воспринимаемой информации и загруженности операциями управления. Именно поэтому недопу-

стима существующая иногда практика проведения пуска энергоблока с включением лишь части (или вообще без включения) технологических защит. При неисправности защит и блокировок, не указанных в настоящем пункте, пуск энергоблока в каждом конкретном случае может быть разрешен только техническим руководителем электростанции.

Прочие требования настоящего пункта определяются исходя из соблюдения норм качества питательной воды и обеспечения готовности оборудования к эксплуатации.

4.5.12. Теплофикационные энергоблоки, работающие с отсечкой ЦНД или на встроенном пучке конденсатора, не должны привлекаться к противоаварийному регулированию.

Энергоблок, привлекаемый для ликвидации аварийного дефицита мощности в энергосистеме, должен допускать наброс электрической нагрузки, соответствующий 15–20 % номинальной мощности, со скоростью, определяемой максимальным быстродействием системы регулирования. Энергоблок, привлекаемый для аварийной разгрузки, также должен допускать сброс мощности с любой исходной величины вплоть до нуля со скоростью, определяемой быстродействием регулирования турбины на сброс нагрузки.

Реализация таких сбросов и набросов нагрузки при работе теплофикационной турбины с отсечкой ЦНД или на встроенном пучке конденсатора практически невозможна. На этих режимах турбина работает по тепловому графику, на регулирующие клапаны воздействует регулятор, поддерживающий давление в отборе или температуру сетевой воды. Кроме этого, перевод конденсатора на встроенный пучок и обратно, равно как и отсечка ЦНД и восстановление расходного режима, требуют проведения длительных и достаточно сложных операций. Без выполнения операций по переводу конденсатора на работу с пропуском циркуляционной воды через основные поверхности конденсатора нельзя, например, сбрасывать пар в конденсатор при сбросе нагрузки. Таким образом, энергоблоки с турбинами, работающими по тепловому графику, к аварийному регулированию частоты и мощности в энергосистеме не привлекаются.

4.5.13. Работа энергоблоков с включенными регуляторами давления пара перед турбиной, воздействующими на регулирующие клапаны турбины (регуляторами «до себя»), если они не входят в состав систем регулирования частоты и мощности в энергосистеме, не допускается. В исключительных случаях, при неисправности или неустойчивости работы оборудования, допускается с разрешения технического руководителя энергосистемы с уведомлением органов диспетчерского управления соответствующего уровня временная работа с включенными регуляторами «до себя».

В условиях нормальной эксплуатации, как правило, все энергоблоки должны участвовать в покрытии неплановых изменений электрической нагрузки энергосистемы.

В структуре генерирующих мощностей энергоблоки заняли главенствующую роль, и это обусловливает необходимость их привлечения к покрытию не только плановых, но и неплановых изменений электрической нагрузки энергосистем в целях:

поддержания нормальной частоты в соответствии с требованиями п. 6.3.2.;

поддержания заданных перетоков мощности по линиям электропередачи и их ограничения;

обеспечения готовности к восприятию аварийных возмущений.

Поддержание нормальной частоты позволяет уменьшить потери энергии, повысить надежность работы оборудования и питания собственных нужд электростанций, улучшить условия регулирования напряжения и реактивной нагрузки.

В большинстве современных энергосистем решающую роль играют регулирование перетоков мощности и их ограничение по слабым межсистемным связям для сохранения устойчивости параллельной работы энергосистем.

Важнейшее значение для предотвращения и ограничения развития системных аварий имеет автоматическая мобилизация резервов активной мощности при внезапном возникновении ее дефицита в энергосистеме. Быстрая и полная мобилизация резервов позволяет сократить продолжительность работы с пониженной частотой, ускорить синхронизацию частот энергосистемы, если произошло ее разделение, предотвратить срабатывание автоматической частотной разгрузки (АЧР) или уменьшить объем и продолжительность отключения потребителей устройствами АЧР.

Во многих случаях необходимо воздействие противоаварийной автоматики на разгрузку электростанций для сохранения устойчивости параллельной работы.

Покрытие неплановых изменений электрической нагрузки может реализовываться в результате действия вторичных систем автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ), обеспечивающих поддержание частоты около 50 Гц и регулирование или ограничение перетоков мощности. Системы АРЧМ воздействуют на нагрузку энергоблоков через системы регулирования мощности (СРМ), которые находят все более широкое применение на энергоблоках и могут также использоваться в системах аварийного управления.

Целесообразность привлечения к регулированию частоты и перетоков мощности большинства электростанций и энергоблоков диктуется прежде всего экономическими соображениями; экономичное распределение нагрузки по относительным приростам и уменьшение изменений нагрузки отдельных электростанций и энергоблоков дают также экономический выигрыш и, кроме того, предпочтительнее по условиям надежности оборудования и регулирования параметров пара. Пока большинство электростанций и энергоблоков не участвуют во вторичном регулировании частоты и мощности из-за неподготовленности систем автоматического управления и, в некоторых случаях, оборудования. В этой ситуации особое значение приобретает поддержание на энергоблоках в активном состоянии автоматических регуляторов скорости (АРС) турбин, выполняющих функции первичных АРЧМ. Такие энергоблоки воспринимают неплановые изменения нагрузки временно, пока они не будут восприняты регулирующими энергоблоками и электростанциями.

Особое значение имеет готовность АРС турбин к работе в аварийных условиях, когда их эффект (имеется в виду быстрая реакция на возмущения) не может быть заменен никаким вторичным регулированием.

Для обеспечения участия энергоблоков в первичном регулировании частоты использование регуляторов давления «до себя» оказывается вредным, так как ока-

зывает воздействие, противоположное АРС турбин. Так, в случае повышения частоты АРС действует в сторону закрытия регулирующих клапанов турбины, что приводит к росту давления перед ней. При этом вступающий в работу регулятор «до себя» будет воздействовать на открытие клапанов, блокируя APG. Таким образом, энергоблоки с включенными регуляторами давления «до себя» исключаются из первичного регулирования частоты, вследствие чего Правилами такие условия эксплуатации допускаются лишь в исключительных случаях с разрешения главного инженера энергообъединения и уведомлением органов диспетчерского управления. К числу таких случаев относится работа энергоблоков с неисправностями или неустойчивостью работы оборудования, при которых целесообразно или необходимо ограничить воздействия на топливоподающие устройства котла (например, при отказе регулирующего клапана подачи мазута, частоты вращения питателей пыли или сырого угля и т. п.).

4.5.14. При отсутствии (отказе) системы автоматического регулирования частоты и мощности энергоблоков в случае наброса (сброса) нагрузки турбин из-за изменения частоты персонал должен немедленно приступить к изменению нагрузки котлов в пределах регулировочного диапазона в целях восстановления исходного давления свежего пара. Если изменения нагрузки могут привести к перегрузкам линий электропередачи, угрожающим нарушением устойчивости энергосистемы, то в местных инструкциях должны быть указаны согласованные с органами диспетчерского управления соответствующего уровня изменения частоты, при которых должны начинаться указанные действия персонала.

При набросе (сбросе) нагрузки турбины под воздействием регулятора скорости, открывающего (прикрывающего) ее регулирующие клапаны вследствие снижения (повышения) частоты в энергосистеме, давление свежего пара уменьшается (увеличивается) пропорционально изменению частоты. В процессе первичного регулирования, в котором участвует большое количество турбогенераторов, отклонения давления свежего пара относительно невелики и в изменении тепловой нагрузки котла нет необходимости. Такая необходимость появляется при более глубоких изменениях частоты в энергосистеме, в результате которых увеличение (уменьшение) отбора пара из котла без соответствующего изменения расхода топлива может привести к недопустимому понижению (повышению) не только давления, но и температуры свежего пара [32]. Поэтому с учетом конкретных особенностей данной энергосистемы в местных инструкциях должны быть указаны изменения частоты, при которых в случае отсутствия АРЧМ персонал должен немедленно приступить к соответствующему изменению нагрузки котла.

Если увеличение нагрузки энергоблока может привести к перегрузке линий электропередачи, то по указанию диспетчера эти действия должны прекращаться; в некоторых случаях может потребоваться даже снижение нагрузки турбогенератора. Если персонал будет увеличивать нагрузку энергоблока без контроля перетоков мощности диспетчером, то могут наступить перегрузка и нарушение устойчивости вследствие достижения предела передачи мощности. В этом случае возникает асинхронный ход, который может привести к нарушению устойчивости в других

частях энергосистемы, и вследствие снижения напряжения в отдельных районах сети может произойти отключение потребителей.

Наряду с этим при снижении частоты ниже установленных пределов в соответствии с п.6.3.6 персонал должен принять меры к экстренной мобилизации мощности.

4.5.15. Энергоблок должен быть немедленно остановлен персоналом при отказе в работе защит или при их отсутствии в случаях:
а) останова котла моноблока или обоих котлов дубль-блока;
б) отключения турбины, связанного с ее повреждениями или опасными нарушениями режима работы, указанными в п. 4.4.29 (кроме случаев недопустимого понижения температуры свежего пара или после промперегрева);
в) отключения генератора или трансформатора энергоблока из-за внутреннего повреждения;
г) отключения всех питательных насосов;
д) образования сквозных трещин или разрыва питательного трубопровода, паропровода, корпуса деаэратора;
е) исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех измерительных приборах контроля энергоблока;
ж) пожара, угрожающего персоналу, оборудованию или цепям дистанционного управления отключающей аппаратуры, входящей в схемы защиты оборудования энергоблока.

Во время работы энергоблока возможно возникновение аварийных режимов, повреждение отдельных узлов оборудования и тепловой схемы. При нарушении режима и повреждении оборудования оперативный персонал обязан немедленно принять меры к восстановлению нормального режима и отключению поврежденного оборудования.

В случаях, перечисленных в пп. а–в, производится останов блока технологическими защитами, действие которых оперативный персонал должен проконтролировать. При отказе защиты оперативный персонал обязан немедленно остановить энергоблок вручную, так как попытка восстановить режим или удержать оборудование в работе, так же как и промедление с остановом энергоблока, могут привести к тяжелым повреждениям оборудования и представлять опасность для персонала.

В случае отключения турбины из-за недопустимого понижения температуры свежего пара или пара после промперегрева котел должен под воздействием автоматической системы аварийной разгрузки переводиться на растопочную нагрузку. При отсутствии или неработоспособности указанной автоматической системы энергоблок должен быть остановлен.

Существующая на прямоточных котлах защита по прекращению расхода питательной воды действует с выдержкой 20 с (с некоторым запасом по отношению к допускаемому п. 4.3.44 перерыву питания – 30 с), необходимой для включения резервного насоса от АВР. Испытания и длительный эксплуатационный опыт показали, что такой перерыв в питании опасности для котла не представляет. Вместе

с тем при отключении всех питательных насосов нет необходимости ждать 20 с, поскольку при возможном, правда, в крайне редких случаях, отказе защиты по прекращению питания и задержке с остановом энергоблока существует угроза повреждения поверхностей нагрева котла.

В случаях, перечисленных в пп. д–ж, автоматический останов технологическими защитами не предусматривается. Это накладывает особую ответственность на оперативный персонал энергоблока за своевременные и правильные действия. Особую опасность для жизни людей и целостности оборудования представляет разрыв питательного трубопровода, паропровода, корпуса деаэратора, что связано с выбросом больших масс горячей воды и пара. Поэтому настоящими Правилами предусматривается немедленный останов энергоблока при обнаружении сквозных трещин в перечисленных узлах, поскольку эти трещины могут привести к разрыву. Затем в опасных местах следует как можно быстрее снять давление.

При потере напряжения на всех приборах теплотехнического контроля становится невозможным не только управление, но и наблюдение за работой оборудования. При этом, в случае возникновения режимов, представляющих опасность для оборудования, персонал бессилен принять какие-либо меры. Поскольку при отсутствии показаний всех приборов оборудованию может быть причинен значительный ущерб (например, пережог поверхностей нагрева котла, заброс воды в турбину с последующим осевым сдвигом и поломкой проточной части и др.), при потере напряжения на всех приборах теплотехнического контроля энергоблок должен быть немедленно остановлен. Следует буквально трактовать требование Правил о немедленном останове энергоблока оперативным персоналом, который в этих ситуациях не имеет права предварительно согласовывать свои действия с руководством электростанции, а обязан действовать самостоятельно.

4.5.16. Пуском и остановом энергоблока должен руководить старший машинист энергоблока или начальник смены котлотурбинного цеха, а после капитального и среднего ремонта – начальник котлотурбинного цеха или его заместитель.

Пуск и останов энергоблока – наиболее сложные режимы его работы, при которых должно производиться большое число дискретных операций (включение-отключение вспомогательных механизмов, арматуры, горелок котла и т. п.) и операций по управлению технологическим процессом. Часть операций должна производиться параллельно и за минимальное время. В этих условиях требуется четкое распределение обязанностей между персоналом оперативной вахты, координация ее действий, высокая оперативная и технологическая дисциплина [33].

Старший машинист энергоблока (или начальник смены котлотурбинного цеха) в процессе пуска и останова координирует работу персонала, обеспечивает соблюдение критериев надежности работы оборудования и нормируемого инструкциями времени отдельных операций, принимает решения, обеспечивающие безопасную работу оборудования и персонала при возникновении непредвиденных в инструкции ситуаций. Старший машинист энергоблока (или начальник смены котлотурбинного цеха) наиболее подготовлен к оперативной работе на обслуживаемом оборудовании, имеет сложившиеся связи с подчиненным ему персоналом и может наиболее успешно обеспечить оперативно-техническое руководство повто-

ряющимися типами остановов и пусков после простоя энергоблока в резерве или после проведения мелких ремонтных работ.

Пуск энергоблока после капитального, среднего и текущего ремонтов осуществляется под руководством начальника котлотурбинного цеха или его заместителя, так как такой пуск существенно отличается от обычного. В процессе такого пуска должны быть выполнены необходимые проверки и испытания оборудования в целом и отдельных его узлов, которые при обычном пуске не проводятся и ответственность за которые возложена на руководство котлотурбинного цеха.

Так, например, при пуске после капитального и среднего (иногда и текущего) ремонтов проводятся испытания автомата безопасности турбины, определение тепловых перемещений элементов котла и паропроводов, электрические испытания генератора и т. п.

Кроме того, в период ремонта могут быть внесены изменения в конструкцию отдельных узлов оборудования, в систему КИП, дистанционного и автоматического управления и т. п. При пуске после указанного ремонта возрастает также вероятность отказа тех или иных элементов энергоблока, когда для принятия правильного решения следует использовать опыт и знания руководителей котлотурбинного цеха.

4.5.17. Изменения проектных пусковых схем на действующих энергоблоках допускаются:
для целевых испытаний новых схемных решений и режимов пуска, согласованных с заводами – изготовителями оборудования;
при модернизации пусковых схем в целях их приближения к типовой пусковой схеме или улучшения эксплуатационных качеств.
Объем и порядок модернизации и изменения пусковых схем энергоблоков должны быть согласованы с вышестоящей организацией.

Как уже отмечалось, созданы типовые пусковые схемы энергоблоков, что создает основу для разработки и внедрения типовых инструкций по пуску из различных тепловых состояний и останову энергоблоков [14–22], а также типовых систем автоматического управления. Изменения в пусковых схемах, которые вносятся на ряде электростанций по рационализаторским предложениям, создают определенные затруднения. Кроме того, на отдельных электростанциях не всегда могут быть учтены опыт разработки пусковых схем и результаты испытаний энергоблоков данного типа, вследствие чего в ряде случаев реализуются неправильные решения.

Так, например, на одной из ГРЭС была выполнена схема промывки тракта котла до встроенной задвижки с установкой дополнительной отключающей задвижки на сбросном трубопроводе из встроенного сепаратора. При этом к установке была принята задвижка низкого давления без учета возможного повышения давления при проведении пусковых операций. В одном из пусков такая ситуация возникла и произошел разрыв указанной задвижки.

Вместе с тем не только основное оборудование, но и пусковые схемы должны совершенствоваться, для чего необходимы промышленные испытания и предшествующие им реконструктивные мероприятия. Такого рода работы, однако, должны проходить определенную процедуру согласования. В противном случае могут

возникнуть затруднения с внедрением указанных выше типовых схем, измениться условия эксплуатации основного оборудования, а в отдельных случаях возможны и его повреждения.

Модернизация пусковых схем в соответствии с типовой схемой не требует рассмотрения технических вопросов. Вместе с тем для ее реализации необходимы предварительная разработка рабочего проекта и обеспечение поставки соответствующего оборудования. Такие работы, естественно, не могут проводиться одновременно на всех энергоблоках данного типа. На некоторых электростанциях (например, эксплуатирующихся в базовой части графика нагрузок) их проведение может оказаться вообще нецелесообразным. В связи с изложенным в данном пункте предусмотрено централизованное решение вопроса о модернизации пусковых схем действующих энергоблоков.

Список использованной литературы

1. Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову моноблока мощностью 110 МВт с турбиной Т-110/120-130 и газомазутным котлом: ТИ 34-70-048–85.

2. Типовая инструкция по пуску и останову моноблока мощностью 160 МВт с барабанным котлом (для работы в режиме регулирования нагрузки энергосистем). – 1977.

3. Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову моноблока мощностью 200 МВт с котлом ТП-100 (для работы в режиме регулирования нагрузки энергосистем). – 1977.

4. Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову дубль-блока мощностью 200 МВт с прямоточным котлом (для работы в режиме регулирования нагрузки энергосистем). – 1977.

5. Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову моноблока мощностью 250 МВт с турбиной Т-250/300-240 и газомазутными котлами. – 1980.

6. Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову дубль-блока мощностью 300 МВт. – 1972.

7. Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову дубль-блока мощностью 300 МВт с турбиной К-300-240 ЛМЗ по моноблочной схеме. – 1980.

8. Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову моноблока мощностью 300 МВт с турбиной К-300-240 ЛМЗ. – 1975.

9. Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову моноблока мощностью 300 МВт с турбиной К-300-240 ХТГЗ. – 1977.

10. Информационное письмо № 8-83 «Новая технология нагружения блока при пусках турбин К-300-240 ЛМЗ». – 1983.

11. Извещение № 8-87 об изменении и дополнении «Типовой инструкции по пуску из различных тепловых состояний и останову моноблока мощностью 300 МВт с турбиной К-300-240 ХТГЗ». – 1977, 1987.

12. Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову моноблока мощностью 500 МВт с котлом П-57 и турбиной К-500-240-2: ТИ 34-70-047–85. – 1986.

13. Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову моноблока мощностью 800 МВт с котлом ТГМП-204 и турбиной К-800-240-3. – 1980.

14. Теплофикационный моноблок с турбиной Т-110/120-130 и барабанным котлом. Типовая пусковая схема: РД 34.25.102–87. – 1988.

15. Пусковая схема моноблока 160 МВт с барабанным котлом. – 1977.

16. Теплофикационный дубль-блок с турбиной Т-185/220-130 и барабанными котлами. Типовая пусковая схема: РД 34.25.103–87. – 1988.

17. Энергоблоки с турбинами Т-180/210-130 и К-215-130 и барабанными котлами. Типовая пусковая схема: РД 34.25.101–87. – 1988.

18. Типовая пусковая схема дубль-блока мощностью 300 МВт. – 1969.
19. Типовая пусковая схема моноблока мощностью 300 МВ. – 1976.
20. Типовая пусковая схема моноблока мощностью 500 МВт. – М.: ВТИ, 1981.
21. Пусковые схемы газомазутных моноблоков мощностью 800 МВт. – 1977.
22. Пусковая схема моноблоков 800 МВт на твердом топливе. – 1977.
23. Технические требования к маневренности энергетических блоков тепловых электростанций с конденсационными турбинами. – 1987.
24. Технические требования к маневренности энергетических полупиковых блоков тепловых электростанций с конденсационными турбинами. – 1989.
25. Нормы технологического проектирования тепловых электростанций и тепловых сетей. – 1974.
26. Нормы минимально допустимых уровней и предельно допустимых скоростей изменения нагрузок энергоблоков 150–1 200 МВт. – 1987.
27. Нормы потерь топлива, электроэнергии и пара при пусках энергоблоков мощностью 160, 200, 300, 500 и 800 МВт тепловых электростанций: НР 34-70-105–86 // Методика расчета потерь топлива, электроэнергии и пара при пусках энергоблоков мощностью 160, 200, 300, 500 и 800 МВт тепловых электростанций: МТ 34-70-032–86. – 1987.
28. Временные нормы предельной продолжительности пуска энергоблоков 160, 200 и 300 МВт. – 1973.
29. Освоение энергоблоков / Под ред. В. Е. Дорощука, П. Е. Болобана, Н.И. Давыдова и др. М.: Энергия, – 1971.
30. Котельные и турбинные установки энергоблоков мощностью 500 и 800 МВт. – М.: Энергия, 1979.
31. Маневренность мощных теплоэнергетических блоков / Под ред. Е. Р. Плоткина и Б. И. Шмуклера // Тр. ВТИ. – 1978. – Вып. 14.
32. Директор Б. Я., Лунеев В. В., Шмуклер Б. И. Эксплуатация прямоточных котлов.– М.; Л.: Госэнергоиздат, 1959.
33. Типовое положение о правах, обязанностях и ответственности дежурного инженера паротурбинной электростанции. – 1966.

4.6. ГАЗОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ (АВТОНОМНЫЕ И РАБОТАЮЩИЕ В СОСТАВЕ ПГУ)

4.6.1. При эксплуатации ГТУ должны быть обеспечены:
положения действующих государственных стандартов, технических условий;
надежность и экономичность работы основного и вспомогательного оборудования при соблюдении диспетчерского графика нагрузки;
нормативные показатели экономичности основного и вспомогательного оборудования.

Основой бесперебойного снабжения потребителей электрической и тепловой энергией является точное соблюдение диспетчерского графика нагрузки. Особые трудности возникают в периоды пиков потребления энергии, когда все оборудование работает с максимальными нагрузками, а резервы мощности минимальны.

Как правило, именно в этот период, а также при резком снижении частоты в системе, например при аварийном отключении линии электропередачи, должно включаться в работу большинство ГТУ.

Снижение надежности, невозможность пустить или обеспечить работу ГТУ с необходимой мощностью в течение заданного диспетчерским графиком времени требует неоправданного увеличения резервов мощности в системе либо приводит к недоотпуску электрической энергии и тепла – перерывам в энергоснабжении важных объектов, что может нанести большой народнохозяйственный ущерб.

Снижение экономичности вызывает перерасход топлива. В ГТУ оно связано, кроме того, со снижением максимально достижимой мощности.

Состояние ГТУ, систем автоматического управления и вспомогательного оборудования должно обеспечивать возможность эксплуатации с номинальными параметрами (температуры газов, частотами вращения свободных валов и т. д.). Ограничения по каким-либо из этих параметров из-за неисправностей оборудования или нарушения настройки регулирования приводят к ограничению нагрузки и снижению экономичности ГТУ.

При нагрузке, равной 50 % номинальной, установки ГТ-100 и ГТ-35 расходуют на выработку 1 кВт-ч электроэнергии на 130–150 г условного топлива больше, чем при номинальной нагрузке. В связи с этим диспетчерские графики нужно разрабатывать таким образом, чтобы мощность ГТУ использовалась по возможности полностью. На электростанциях, где установлено несколько ГТУ, снижение мощности должно производиться не частичным разгружением работающих агрегатов, а поочередным их отключением.

Поддерживать чистоту проточной части компрессоров, турбин и теплообменных аппаратов необходимо потому, что загрязнения вызывают ухудшение их рабочих характеристик и могут привести к снижению надежности ГТУ.

Утечки воздуха и газа ухудшают показатели ГТУ. Они, а также течи топлива, масла и воды являются признаками повреждений, развитие которых может вызвать аварию и вывести ГТУ из строя. Течи топлива и масла создают опасность пожара или взрыва. Утечки ухудшают условия работы персонала и оборудования.

Содержание оксидов азота в отработавших газах ГТУ при работе от 0,5 до 1,0 номинальной нагрузки не должно превышать 50 мг/м^3 на газообразном топливе и 100 мг/м^3 на жидком (при условной объемной концентрации кислорода 15 %).

Уровень звука (шум) на площадке обслуживания на расстоянии 1 м от обшивки работающей ГТУ не должен превышать 80 дБА.

4.6.2. Система регулирования ГТУ должна:
устойчиво поддерживать заданную электрическую нагрузку;
удерживать ГТУ на холостом ходу при номинальной частоте вращения ротора;
обеспечивать надежную работу ГТУ на режимах пуска и останова, а также останов агрегата в аварийных ситуациях;
обеспечивать при изменении нагрузки плавное изменение режима работы ГТУ;
удерживать частоту вращения ротора, не вызывающую срабатывания автомата безопасности, при мгновенном сбросе максимальной нагрузки до нуля (для ГТУ со свободной силовой турбиной значение нагрузки указывается в технических условиях);
поддерживать температуру газов перед турбиной (турбинами) на требуемом уровне, не допуская ее повышения до предельного значения, при котором срабатывает аварийная защита;
иметь нечувствительность системы ограничения температуры газов не более 10 °С;
обеспечивать беспомпажную работу компрессоров;
иметь степень статической неравномерности регулирования частоты вращения генераторного вала в пределах 4–5 % номинальной (возможное повышение степени неравномерности для улучшения условий эксплуатации ГТУ конкретных типоразмеров должно быть указано в технических условиях; минимальная местная степень статической неравномерности должна быть не ниже 2 %);
иметь степень нечувствительности при любой нагрузке не более 0,2 % номинальной частоты вращения.
Возможность и продолжительность работы ГТУ с отклонениями от нормальной частоты вращения должна быть регламентирована техническими условиями на ГТУ.

Изменения состояния ГТУ при пусках и нагрузке на рабочих режимах могут происходить очень быстро. Чтобы обеспечить при этих изменениях нормальные режимы работы ГТУ и выработку электроэнергии требуемой частоты, необходимо

быстро и согласованно управлять несколькими регулирующими органами. Такое управление осуществляется только средствами автоматического регулирования, требования к которому изложены в настоящем пункте.

Основным средством выполнения этих требований является в настоящее время регулирование частоты вращения вала электрического генератора, а иногда и свободных валов ГТУ.

Важное требование, которому должны удовлетворять системы регулирования, – это обеспечение устойчивости, т. е. надежного перехода ГТУ из одного установившегося состояния в другое, требуемое по условиям работы (например, с меньшей нагрузки на большую). Другими словами, изменения режимов работы под действием автоматических регуляторов или после вмешательства оператора не должны сопровождаться незатухающими колебаниями параметров, а новый режим работы ГТУ должен устойчиво выдерживаться.

Устойчивая работа агрегата и надежное управление им на холостом ходу важны для синхронизации электрического генератора и включения его в сеть. Точное выдерживание частоты вращения холостого хода, отсутствие ее колебаний свидетельствуют об исправности системы регулирования.

Требуемая последовательность операций при пусках и остановах осуществляется обычно по определенной программе с помощью автоматов, в которых используются реле или логические элементы. Команды от этих автоматов вырабатываются с учетом времени и завершенности предыдущих операций и информации о режимах работы ГТУ (например, частотах вращения валов). Команды передаются на участвующие в процессе пуска или останова станционные системы и оборудование, а касающиеся непосредственно ГТУ – реализуются через ее собственную систему регулирования. Неисправности регулирования во время пусковых режимов могут создать аварийные ситуации (см. пояснения к пп. 4.4.2 и 4.4.3). При изменениях регулируемых параметров, превышающих допустимые пределы, система регулирования должна автоматически останавливать ГТУ, дублируя действия соответствующих защитных устройств.

Испытание на сброс нагрузки является наиболее общим, объективным и убедительным способом оценки рабочих качеств системы регулирования. К ГТУ предъявляются требования об удержании сброса нагрузки, а сами испытания проводятся независимо от целесообразности или необходимости выполнения этих требований в конкретных условиях эксплуатации, в частности, даже в тех случаях, когда ГТУ после сброса нагрузки и отключения защитой может быть запущена, включена в сеть и нагружена за несколько минут. Применительно к ГТУ со свободной генераторной турбиной допускается проведение испытаний на сброс нагрузки не до холостого хода, а до нагрузки собственных нужд электростанции. Удержать такой сброс, не прибегая к чрезмерному усложнению системы регулирования, значительно проще.

Наличие в системах регулирования устройств, автоматически поддерживающих номинальную температуру газов, обеспечивает работу ГТУ с наилучшими экономическими показателями. Это особенно важно в установках с промежуточным подогревом газов (например, ГТ-100), где соотношение температур газов перед турбинами высокого и низкого давления может существенно изменяться при изменении внешних условий.

Настройка системы регулирования выполняется таким образом, чтобы связи расходов топлива и открытия антипомпажных клапанов с положением механизма управления и регулируемыми параметрами (например, частотой вращения вала

или валов ГТУ) обеспечивали устойчивую беспомпажную работу компрессоров при пусках и режимах частичных нагрузок.

Иногда системы регулирования включают специальные контуры регулирования, задачей которых является обеспечение устойчивой, без помпажа, работы компрессоров открытием антипомпажных клапанов при приближении рабочих точек на их характеристиках к границе помпажа.

Важными показателями работы системы регулирования являются ее степень неравномерности и степень нечувствительности (см. пояснения к пп. 4.4.2 и 4.4.3).

4.6.3. Импульс по температуре, используемый в системах регулирования и защиты, должен быть выработан малоинерционными датчиками (термоэлектрическими пирометрами или другими измерительными устройствами с динамической коррекцией в случае необходимости), установленными в характерных сечениях тракта и обеспечивающими представительное определение температуры.

Для того чтобы система регулирования температуры газов была эффективной, в ней должны использоваться точные, стабильные, малоинерционные и надежные датчики температуры. В стандартных устройствах для прямого измерения температуры, например термопарах, чувствительные элементы защищены толстостенными трубками. Инерционность таких устройств велика. Менее инерционные конструкции, в которых спай термопары вварен в донышко трубки, в условиях, характерных для ГТУ, нередко выходят из строя из-за повышенной вибрации и теплосмен.

Осуществляющие динамическую коррекцию сигнала термопар устройства, имеющиеся, например, в регуляторах температуры типа МИРТ-1 или автоматах температурной защиты, включают соответствующим образом настроенные динамические звенья.

Измерения температуры для использования полученного с их помощью сигнала в системе регулирования могут производиться на входе, выходе или в середине проточной части турбины. Во всех случаях, однако, должно быть установлено соответствие измеряемой датчиками температуры со средней температурой в данном сечении и среднемассовой температурой газов на входе в турбину. Для этой цели иногда используется корректировка результатов измерения с помощью имеющихся в измерителе настроечных устройств или сигналов от дополнительных датчиков температур, давлений и их перепадов.

4.6.4. Устройства защиты от недопустимого повышения температуры газов после каждой ступени сгорания должны быть настроены на срабатывание при температуре, указанной в технических условиях на ГТУ.

Используемые в защитных устройствах сигналы зависят от условий измерений (см. пояснения к п. 4.6.3) и не всегда прямо соответствуют максимально допустимым значениям температур. Завод-изготовитель по результатам расчетов или испытаний устанавливает связь между этими сигналами и предельно допустимыми значениями характерных температур газов (например, максимальных или среднемассовых температур газов на входе в турбину) и выдает рекомендации для настройки защит.

4.6.5. Автоматы безопасности должны быть отрегулированы на срабатывание при повышении частоты вращения роторов на 10–12 % выше номинальной или до значения, указанного в технических условиях на ГТУ.

См. пояснения к п. 4.4.5.

4.6.6. При эксплуатации ГТУ должны быть выполнены мероприятия, обеспечивающие снижение запыленности засасываемого в компрессор воздуха (засев свободных площадок травами, устройство газонов, асфальтирование дорог, сооружение средств полива и т. п.) и исключающие возможность попадания собственных или посторонних выбросов в воздухозаборное устройство.

Атмосферный воздух, являющийся рабочим телом ГТУ, всегда в той или иной степени загрязнен мелкими и микроскопическими частицами естественного или промышленного происхождения. К ним относятся: почвенная пыль, песок, пыльца растений, выбросы промышленных предприятий, строек, транспортных средств и т. п.

Электростанции располагаются, как правило, в индустриальных районах со значительной запыленностью. Сама территория электростанции также может быть источником загрязнения воздуха. Перечисленные в пункте мероприятия направлены на то, чтобы уменьшить вынос пыли с территории электростанции в ГТУ.

Травяной покров связывает почву и препятствует проникновению почвенной пыли в атмосферу. Важно, чтобы озелененные и асфальтированные участки территории электростанции поддерживались в чистоте и порядке, регулярно поливались, очищались и т. д. Опасным источником запыленности могут быть расположенные вблизи пылевыделяющие предприятия (цементные заводы, элеваторы, деревообрабатывающие комбинаты и т. п.), а также угольные склады электростанций. Следует учитывать направление господствующих ветров с тем, чтобы пыль от этих источников, собственные выбросы электростанции и пыльца цветущих растений (например, тополиный пух) не попадали в воздухозабор ГТУ.

4.6.7. Система очистки воздуха должна обеспечивать компрессор ГТУ воздухом при остаточной среднегодовой запыленности не более 0,3 мг/м^3, в этом воздухе концентрация пыли с размером частиц более 20 мкм должна быть не выше 0,03 мг/м^3. Допускается (в периоды повышенной запыленности) кратковременная, не более 100 ч в год, концентрация пыли до 5 мг/м^3 с частицами размерами не более 30 мкм. Состояние воздушных фильтров при эксплуатации должно регулярно контролироваться. Не допускается вынос из них масла или других материалов во всасывающий тракт ГТУ. Не реже 2 раз в месяц воздушные фильтры должны быть осмотрены и очищены от пыли и шлама (если ГТУ работает в базовом режиме, то при ее ближайшем плановом останове).

Содержание пыли в воздухе с увеличением высоты снижается. На высоте 7–10 м оно в 4–5 раз меньше, чем в 1–2 м от земли. С увеличением высоты забора воздуха, которая по ОСТ 24.022.08 должна быть не менее 5,5 м, уменьшается и максимальный размер частиц, попадающих вместе с воздухом в проточную часть ГТУ.

Повышение высоты забора воздуха создает благоприятные условия для работы воздухоочистительных устройств. Для улавливания содержащейся в воздухе пыли используются фильтры разных типов:

масляные самоочищающиеся фильтры, фильтрующие элементы которых представляют собой вращающиеся непрерывные ленты из пружинно-стержневой сетки, погружающиеся в нижней части в масляную ванну;

шарнирно-шторчатые самоочищающиеся масляные фильтры, фильтрующие шторки которых перемещаются с помощью двух бесконечных втулочных цепей и также отмываются в масляной ванне;

рулонные фильтры, полотнища которых изготавливают из неплотного тянутого слегка промасленного стекловолокна или нетканых материалов.

При эксплуатации масляных фильтров нужно постоянно поддерживать в исправном состоянии их механическую часть, с помощью которой осуществляется перемещение фильтроэлементов, а также следить за тем, чтобы сетки были аккуратно заправлены по краям, прогибы и повреждения отсутствовали, а скребки, снимающие излишки масла при выходе из ванн, были прижаты к поверхностям элементов. Применяемое масло должно соответствовать заводским рекомендациям и сезонно заменяться.

Скорости воздуха на входе в фильтр должны быть равномерными и не превышать 2–2,5 м/с.

Для предотвращения выноса в проточную часть стекловолокна с полотнищ рулонных фильтров, нужно тщательно соблюдать правила транспортировки и хранения рулонов, перед установкой контролировать их качество, а при установке и в процессе эксплуатации следить, чтобы края (торцы) фильтрующего материала не попадали в поток.

Вращение сеток (шторок) и перемотка рулонов производятся непрерывно или периодически по мере их загрязнения, а также в случаях, когда сопротивление фильтров недопустимо возрастает. Чрезмерное повышение перепадов на фильтрах может вызвать их повреждение или вынос масла (см. ниже); в любом из этих случаев эффективность фильтрации существенно ухудшается.

Рассмотренные выше типы фильтров могут использоваться при небольшой запыленности воздуха.

В районах, где постоянно или кратковременно наблюдаются повышенные концентрации пыли в воздухе, они применяются в качестве второй ступени очистки. При этом большая по массе часть пыли и все наиболее крупные ее частицы улавливаются в первой ступени. В качестве такой ступени используются инерционные пылеуловители, представляющие собой систему решеток, резко изменяющих направление движения воздуха. Скорости воздуха на входе в решетки больше, чем в фильтрах (до 10–20 м/с). В результате крупные частицы пыли под действием сил инерции отделяются при повороте от основного потока воздуха и направляются в специальные пылесборники, откуда отсасываются вместе с частью воздуха вентиляторами или эжекторами.

При эксплуатации инерционных пылеотделителей необходимо следить за исправностью и сохранением геометрии решеток, а также поддерживать в работе пылеотсасывающие устройства.

С помощью воздухоочищающих устройств полностью предотвращается эрозия лопаток компрессоров.

Фильтрация воздуха, в целом уменьшающая вредное действие атмосферной пыли на оборудование и способствующая сохранению лучшего состояния и показателей ГТУ, а также уменьшению износа и объема ремонтных работ, не предотвращает образования отложений в проточной части. Даже при допустимом по ОСТ 24.022.08 содержании пыли на входе в компрессор не более 0,3 мг/м^3 через проточную часть ГТ-100 за 100 ч работы проходит до 40 кг пыли.

Влияние на мощность ГТУ оказывают загрязнение и снижение показателей компрессоров как высокого (КВД), так и низкого давления (КПД). Наиболее опасны загрязнения КВД, особенно в тех случаях, когда запасы устойчивости от помпажа КПД невелики. Даже при сильном загрязнении проточной части, снижающем КПД на несколько процентов, на лопатках откладывается не более 1–2 кг пыли. Это свидетельствует о том, что отложения образует сравнительно небольшая (по массе) часть пыли, содержащейся в воздухе.

Характер образования отложений (наибольшее количество их, как правило, находится на выпуклой стороне профиля) показывает, что это наиболее тонкие фракции пыли (1 мкм и менее), которые переносятся к поверхности под действием турбулентной диффузии и возникающих в пограничном слое вихрей. Более крупные частицы откладываются под действием инерционных сил на входной кромке и вогнутой части профиля. Способность пыли образовывать отложения зависит от ее химического состава и физических свойств. Липкая пыль промышленных районов, содержащая много органических веществ и масел, легче образует отложения.

Осмотры и регулярные чистки фильтров и сборных коробов обеспечивают качественную очистку воздуха. Накопление пыли на фильтрах приводит к снижению их эффективности и недопустимому повышению перепадов давления на полотне фильтров.

4.6.8. Система фильтрации воздуха должна быть оборудована байпасными клапанами двустороннего действия, открывающимися автоматически при превышении допустимого перепада давлений на фильтрах или появления избыточного давления в камере фильтров.

При чрезмерном загрязнении полотниц фильтров разрежение в камере всасывания может увеличиваться на 100–150 кгс/м^2, а при помпажах ее стенки могут испытывать действие переменного (в том числе и избыточного) давления до ±(200–250) кгс/м^2. Чтобы не допускать изменений давления, способных вызвать выброс масла из емкостей самоочищающихся фильтров или даже повредить стенки камеры или полотнища фильтров, их необходимо байпасировать клапанами двустороннего действия.

4.6.9. Обледенение воздушных фильтров и проточной части компрессоров не допускается. При необходимости воздухозаборные тракты ГТУ должны быть оборудованы устройствами, предотвращающими обледенение.

Если воздух перенасыщен влагой, то при отрицательных наружных температурах возможно образование льда на конструктивных элементах воздухозаборной камеры и фильтров. В проточной части компрессоров (на стенках входного пат-

рубка и лопатках входного направляющего аппарата) выпадение льда может наступать и при положительных температурах в результате охлаждения воздуха при разгоне до высоких скоростей. Обледенение может привести к помпажу компрессоров и повреждению деталей проточной части из-за возрастания динамических напряжений или попадания оторвавшихся кусков льда. Для предотвращения обледенения конструктивные элементы входного тракта и входа в компрессор выполняют иногда обогреваемыми.

Чтобы обнаружить обледенение, нужно внимательно следить за показаниями приборов, измеряющих температуру газа перед турбиной и давление воздуха за компрессором при температурах воздуха от +5 °С и ниже и относительной влажности выше 80 %, а также в условиях снегопада, дождя или тумана. Быстрое снижение давления может быть признаком обледенения, а появление необычных колебаний этих параметров или повышение температуры газа при неизменной или понижающейся нагрузке и температуре наружного воздуха характеризует работу компрессора в помпажном режиме.

4.6.10. Газовый тракт после ГТУ должен быть оборудован газоанализаторами для измерения в выхлопных газах содержания метана, монооксида углерода, оксидов азота, кислорода и диоксида углерода.

Пояснений не требуется.

4.6.11. Стопорные и регулирующие топливные клапаны ГТУ должны быть плотными. Клапаны должны расхаживаться на полный ход перед каждым пуском, а также ежедневно на часть хода при непрерывной работе, если это предусмотрено инструкцией. Проверка плотности топливных клапанов ГТУ должна производиться после капитального и среднего (регламентного) ремонта с визуальным контролем, а также перед каждым пуском ГТУ с контролем отсутствия давления топлива перед регулирующими клапанами по манометрам.

Неплотности стопорных и регулирующих клапанов могут привести к попаданию топлива в камеры сгорания после отключения ГТУ и закрытия клапанов. Продолжение горения топлива на выбеге может привести к недопустимому повышению температуры газов в турбинах и их повреждению.

Скопление топлива, просочившегося через неплотности клапанов, или попадание вследствие неплотностей больших количеств топлива в камеры сгорания могут привести к хлопкам (взрывам) или недопустимому повышению температуры газов при пуске.

4.6.12. Маховики задвижек и клапанов, установленных на маслопроводах до и после маслоохладителей, на линиях всасывания и напора резервных и аварийных маслонасосов и на линиях аварийного слива масла из маслобаков ГТУ, до и после выносных фильтров, в схеме уплотнений вала генератора, должны быть опломбированы в рабочем положении.

См. пояснения к п. 4.4.17.

4.6.13. Генераторы ГТУ при переходе в режим электродвигателя должны быть немедленно отключены, для чего должна быть установлена защита от обратной мощности генератора. Это требование не распространяется на ГТУ со свободными силовыми турбинами.

Мощность, затрачиваемая на привод компрессоров одновальных ГТУ, более чем в 2 раза превышает мощность электрического генератора. Поэтому переход генератора в режим электродвигателя, если после отключения подачи топлива к ГТУ и прекращения горения он остается включенным в сеть, вызывает его недопустимую перегрузку и может привести к повреждениям.

4.6.14. Пуск и синхронизация ГТУ из любого теплового состояния должны осуществляться автоматически. Частотный пуск вновь устанавливаемых одновальных ГТУ должен осуществляться тиристорным пусковым устройством, если не требуется автономности пуска.
Плановый останов ГТУ должен производиться автоматически по заданной программе.

Наибольшие трудности, особенно для пиковых, часто пускающихся ГТУ, вызывает управление процессом пуска, топливораспределение, выполнение необходимых технологических требований и операций. Система пуска должна обеспечивать разворот агрегата, зажигание топлива и контроль за завершением этой операции; дозирование, подачу и распиливание топлива таким образом, чтобы горение было надежным и устойчивым, а опасное повышение температуры газа в начальные моменты пуска, когда расходы воздуха еще невелики, исключалось; беспомпажную и бессрывную, с умеренными напряжениями в лопатках работу компрессоров; быстрое прохождение резонансных частот вращения и выполнение ряда других требований. При ручном управлении практически невозможно постоянно обеспечивать высокое качество пусков. Кроме прямых ошибок персонала, чреватых серьезными авариями (недопустимым повышением температур газа, помпажами, хлопками в камерах сгорания и выхлопных трактах), при ручном управлении создаются условия для излишне резких изменений температуры, задержек на оборотах, при которых возможны резонансные колебания валов и лопаток, неоптимальных режимов сжигания топлива и других нарушений, из-за которых может происходить повреждение деталей. Вследствие этого автоматизация пуска ГТУ необходима, а осуществление пусков вручную запрещается. Конечно, для обеспечения надежных автоматических пусков требуется постоянное тщательное обслуживание не только элементов автоматики, но и других действующих при пуске элементов ГТУ (зажигания, топливораспределения, регулирования, арматуры, пусковых устройств и т. д.).

В энергетических ГТУ продолжительность пуска в малой степени определяется теплонапряженным состоянием деталей и в значительно большей – временем, необходимым для выполнения операций по подготовке оборудования к работе, переключений и т. д. Вследствие этого сокращение времени операций и повышение надежности всех систем ГТУ во время пуска при одновременном уменьшении объема их обслуживания имеют важное значение для улучшения пусковых характеристик ГТУ.

4.6.15. Пуском ГТУ должен руководить начальник смены, а после капитального и среднего ремонта, проведения регламентных работ – лицо, назначенное руководителем энергообъекта.

Даже при автоматических пусках персонал должен внимательно следить за работой оборудования, контролировать продолжительность и последовательность операций и параметры ГТУ при пуске, а при возникновении неполадок прекращать автоматический пуск, находить и устранять их причины.

Для правильной оценки опасности возможных отклонений параметров, быстрого определения их причин и организации необходимых проверок и ремонтных работ, а также для того, чтобы использовать полученную во время пуска информацию при дальнейшей эксплуатации и проведении профилактических работ на ГТУ, руководить пуском должен персонал высшей квалификации.

4.6.16. Перед пуском ГТУ после ремонта продолжительностью более 3 сут должны быть проверены исправность и готовность к включению основного и вспомогательного оборудования, КИП, средств дистанционного и автоматического управления, устройств технологической защиты, блокировок, средств информации и оперативной связи. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены.

Перед пуском ГТУ после нахождения ее в резерве более 3 сут должны быть проверены: исправность и готовность к включению оборудования и КИП, а также работоспособность средств дистанционного и автоматического управления, устройств технологической защиты, блокировок, вспомогательного оборудования, маслосистемы, резервных и аварийных масляных насосов, средств информации и оперативной связи; прохождение команд технологических защит на все исполнительные устройства; исправность и готовность к включению тех средств и оборудования, на которых за время простоя производились ремонтные работы. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены до пуска.

Во время ремонтов ГТУ могут проводиться работы по системам контроля, защит и управления или производиться переключения в схемах. Кроме того, при длительных остановах для ремонта или в резерв отдельные элементы этих систем могут выходить из строя из-за окисления, отложений пыли, случайных повреждений и т. д. Предпусковые проверки систем необходимы, чтобы обеспечить надежность пуска и последующей эксплуатации ГТУ. Объем, последовательность и технология выполнения проверок устанавливаются инструкцией по пуску ГТУ.

4.6.17. Пуск ГТУ не допускается в случаях:
неисправности или отключения какой-либо из защит;
наличия дефектов системы регулирования, которые могут привести к превышению допустимой температуры газов или разгону турбины;

неисправности одного из масляных насосов или системы их автоматического включения;
отклонения от норм качества топлива или масла, а также при температуре или давлении топлива (масла) ниже или выше установленных пределов;
отклонения контрольных показателей теплового или механического состояния ГТУ от допустимого.
Не допускается пуск ГТУ после аварийного останова или сбоя при предыдущем пуске, если причины этих отказов не устранены.

Нельзя пускать и эксплуатировать ГТУ, если неисправны системы, обеспечивающие их жизнеспособность и надежность.

Предупреждение или предотвращение дальнейшего развития аварии при повреждениях отдельных узлов или недопустимых отклонениях параметров работы от нормы осуществляются системой автоматических защит. Важнейшими из них являются защиты от недопустимого повышения частоты вращения, температуры газов перед и за турбинами, от погасания факела и снижения давления смазочного масла. Кроме них обычно имеются защиты от осевого сдвига роторов, недопустимого снижения давления воздуха за компрессором (в случае, например, помпажа), недопустимого снижения давления топлива и др. Очень важным показателем механического состояния ГТУ является уровень вибрации.

Отклонения от нормальной работы фиксируются датчиками систем защиты. Сигналы датчиков по электрическим и (или) гидравлическим каналам передаются на исполнительные органы, срабатывание которых вызывает остановку ГТУ.

Если изменение параметров, по которым работают защиты, происходит медленно, предусматривается обычно предварительная уставка. При ее достижении подается предупредительный сигнал или автоматически осуществляются операции (уменьшение расхода топлива, включение резервного насоса и т. п.), препятствующие нежелательному изменению режима.

Отключение автоматических защит перед пуском или при работе ГТУ недопустимо. Тем более недопустимо отключение защит в тех случаях, когда по показаниям связанных с ними приборов персонал видит, что параметр, по которому производится защита ГТУ, приближается к своему предельно допустимому значению.

Повышение температуры в случаях, например, нарушения устойчивой работы компрессоров происходит столь быстро, что даже тренированный персонал не успевает своевременно остановить ГТУ вручную. Продолжительная (в течение минут) работа ГТУ в режиме помпажа также недопустима, даже если при этом не происходит полного срыва потока, а колебания давления относительно невелики. Возникающие при этом большие знакопеременные нагрузки на лопатках могут резко снижать сроки их службы и даже вызывать (сразу или через некоторое время) поломки. При этом ускоряется также износ упорных подшипников.

Превышение допустимой температуры газов или частоты вращения может привести к наиболее тяжелым повреждениям ГТУ. Опыт эксплуатации ГТУ свидетельствует о необходимости двойной защиты по этим параметрам, одна из которых осуществляется через систему регулирования.

Неисправности системы регулирования могут быть обнаружены непосредственно (заедания или неплотности клапанов, изменения по сравнению с нормальными характерных электрических величин или давления масла и т. д.), а также при работе ГТУ по изменению пусковых характеристик (времени пуска, связи хода меха-

низма управления с частотой вращения, уровню температуры газов на разных этапах); появлению неустойчивости; колебаниям нагрузки и температуры газов на постоянных режимах и после их изменения; резким колебаниям нагрузки и температуры газов при пусках, нагружении и разгружении.

Обеспечение исправности подшипников и их нормальной смазки является важнейшим условием надежной работы ГТУ. В тех установках, в которых маслонасосы системы смазки расположены отдельно и приводятся во вращение электродвигателями, надежность маслоснабжения подшипников обеспечивается дублированием насосов и наличием системы автоматического включения резервного насоса при отказе основного. Каждый из насосов работает поочередно (например, в течение месяца), а перевод маслоснабжения с одного насоса на другой производится с проверкой АВР. Неисправность одного из масляных насосов или системы АВР создает опасность аварии ГТУ с выплавлением подшипников.

Для обеспечения надежной и экономичной работы ГТУ и требуемых сроков службы их деталей предъявляются определенные требования к топливу. Отклонения от этих требований могут привести к снижению надежности пусков ГТУ (забивание форсунок и фильтров), ускоренному износу и снижению надежности самого агрегата и его систем (топливоподачи и топливораспределения, форсунок, пламенных труб камер сгорания, лопаточного аппарата турбин и теплообменных аппаратов). Особенно опасны попадание в газотурбинное жидкое топливо остатков мазута при транспортировке и хранении и наличие газового конденсата в газообразном топливе, поступающем к ГТУ.

Повышение температуры жидкого топлива ограничивается по соображениям пожарной безопасности; нормально она должна быть на несколько градусов ниже температуры вспышки. Недопустимое снижение температуры топлива и повышение вследствие этого его вязкости могут создать трудности при прокачке, фильтрации и распыливании. В результате возможны забивание фильтров и форсунок, ухудшение процесса горения, ускоренный износ или повреждение элементов камер сгорания и турбины.

Снижение давления топлива перед ГТУ вызывает нарушение регулировки топливораспределения (установленной и необходимой для нормальной работы агрегата связи расходов топлива с положениями органов регулирования и топливораспределения). Пуск агрегата в этих условиях может сопровождаться недопустимыми отклонениями параметров и закончиться повреждениями ГТУ.

Системы распределения жидкого топлива работают обычно при больших перепадах давления, поэтому попадание воздуха или продуктов сгорания в топливный тракт практически исключено. При работе на газообразном топливе перепады давления в газовых насадках горелочных устройств сравнительно невелики. Снижение давления топливного газа может привести вследствие этого к срыву факела в камерах сгорания, попаданию в топливопроводы воздуха или продуктов сгорания и образованию в них взрывоопасных смесей. Чрезмерное повышение давления топлива может привести к нарушению плотности соединений на топливопроводах, течам топлива и создает опасности пожара и взрыва.

Нормы на турбинное масло приведены в гл. 5.14 ПТЭ. Свежее и хорошо очищенное масло плохо смешивается с водой. При плохом качестве масла находящиеся в нем капельки воды не успевают отделиться и почти не оседают в маслобаке работающей турбины. Наличие в масле механических примесей (окалины, песка, золы, пыли и частиц металла от изнашиваемых деталей) вызывает ухудшение его смазывающих качеств. Ухудшение качества масла вызывается также окислением, которое

происходит при воздействии на него кислорода воздуха или воды, и значительно ускоряется с увеличением температуры масла. При температуре до 60 °С скорость окисления находится еще в допустимых пределах, но при дальнейшем повышении температуры на каждые 10 °С она возрастает в 2 раза. В результате окисления снижается температура вспышки и увеличиваются вязкость масла и содержание в нем смолистых веществ. При перегреве масла более легкие фракции улетучиваются. Окисление сопровождается потемнением и помутнением масла, оно приобретает специфический запах горелого нефтяного масла, которого нормальное турбинное масло не должно иметь. Окисленное масло обладает худшими смазывающими свойствами и способствует коррозии металлических поверхностей.

Наличие в масле механических примесей и воды приводит к ускоренному износу подшипников и шеек роторов и может привести к увеличенной вибрации валопровода и повреждению ГТУ. От температуры масла, поступающего к подшипникам, зависят его смазывающие свойства, а с учетом неизбежного нагрева в подшипниках – также и стабильность при длительной эксплуатации. При пониженных температурах масла из-за высокой вязкости создаваемая в подшипниках масляная пленка может быть неустойчивой. В результате возможно возникновение повышенных вибраций и даже повреждение подшипников. Холодное масло перед пуском необходимо разогревать путем прокачки через систему смазки масляным насосом или с помощью специальных подогревателей. Масло, применяемое в системах смазки авиационных двигателей, работающих в составе энергетических ГТУ, при температурах ниже –40 °С рекомендуется разжижать бензином.

Уровень масла в баках должен находиться в заданных пределах. Перед пуском необходимо убедиться в отсутствии заеданий в штоках поплавковых указателей уровня масла.

Тепловое и механическое состояния установки контролируются прежде всего при работе ГТУ. Поэтому до пуска должны быть выяснены и устранены причины неполадок, если работа ГТУ сопровождалась хотя бы одним из перечисленных ниже признаков: повышенная вибрация или внезапное увеличение вибрации (даже если она после этого снизилась и находилась в пределах норм); повышенные температуры баббита или масла на сливе из подшипников; повышенные температуры или неравномерности температур металла корпусных деталей и газа в турбинах; ненормальные относительные перемещения роторов и корпусов; пропуски воздуха или газов высокого давления через разъемы ГТУ; течи масла или топлива; большие отклонения мощности и экономичности ГТУ от нормативных; резкое увеличение разности температур в воздухоохладителях; уменьшение запасов устойчивости компрессоров, если они наблюдаются при работе, а также уменьшение продолжительности выбега роторов, помпаж компрессоров, прослушивание заеваний, металлических звуков или необычных шумов в проточной части при остановах. Точно так же нельзя пускать ГТУ при наличии повреждений (трещин, обрывов корпусных деталей и трубопроводов, крепежа цилиндра, компенсаторов), неисправной изоляции; ненормальных перемещениях ГТУ при остывании или прослушивании задеваний при вращении роторов валоповоротным устройством или при холодных прокрутках пусковым двигателем.

4.6.18. Перед зажиганием топлива в камерах сгорания тракты газовых турбин (газотурбинных двигателей), не входящих в состав ГТУ с отпуском тепла и ПГУ, должны быть провентилированы

не менее 2 мин при работе на жидком и 5 мин при работе на газообразном топливе при вращении ротора пусковым устройством. После каждой неудачной попытки пуска газовой турбины зажигание топлива без предварительной вентиляции трактов не менее 4 мин при работе на жидком и 10 мин при работе на газообразном топливе не допускается. Конкретная продолжительность вентиляции в зависимости от компоновки тракта, вида топлива и типа ГТУ должна быть указана в инструкции по эксплуатации.

При наличии в тракте ГТУ остатков топлива, протечках в него жидкого топлива и особенно природного газа из-за неплотности стопорного клапана и арматуры в тракте могут образовываться взрывоопасные топливовоздушные смеси.

В этом случае при зажигании топлива во время пуска возможны хлопки и даже взрывы, которые неоднократно наблюдались и приводили к серьезным повреждениям вплоть до полного разрушения выхлопных газоходов.

Для предотвращения этого явления необходима тщательная вентиляция тракта перед пуском. Ее продолжительность зависит от объема тракта и расхода воздуха, который пропускается через него при работе ГТУ на пусковом двигателе. Время вентиляции выбирается таким образом, чтобы полностью вытеснить из тракта застойную среду и обеспечить 2–3-кратный обмен воздуха. Время должно быть ограничено, так как чрезмерная вентиляция приводит к охлаждению оборудования. Обычно оно составляет 2–5 мин.

Образование взрывоопасной концентрации газов за газовой турбиной может произойти после зажигания, когда топливо направляется в камеру сгорания (но загорается не во всех горелках), а из части горелок поступает через камеру сгорания далее по тракту. Современные ГТУ снабжены автоматическими защитами, которые вступают в действие при возникновении такого режима. После останова защитой перед последующим пуском такие ГТУ также должны быть провентилированы.

4.6.19. Вентиляция газовоздушного тракта ГТУ с котлом-утилизатором или теплообменниками, входящими в состав ГТУ с отпуском тепла или ПГУ, до зажигания топлива при пуске должна обеспечиваться за счет расхода воздуха, проходящего через ГТУ при вращении ее ротора пусковым устройством.

Пояснений не требуется.

4.6.20. Для проведения вентиляции газовоздушного тракта ГТУ с отпуском тепла и ПГУ после останова газовой турбины должен использоваться режим холодной прокрутки, осуществляемый с помощью пускового устройства, с учетом вентиляции за счет выбега газовой турбины при ее останове.

4.6.21. Пусковые устройства газовых турбин, входящих в состав ГТУ с отпуском тепла и ПГУ с котлом-утилизатором или теплообменниками, должны обеспечивать шестикратный воздухообмен

вентилируемых объемов до дымовой трубы при непрерывной вентиляции за время не более 5 мин.
После каждой неудачной попытки пуска газовой турбины должна проводиться вентиляция газовоздушного тракта согласно п. 4.6.18 настоящих Правил.
Установки, на которых пусковые устройства не обеспечивают выполнения необходимых условий вентиляции газовоздушного тракта, должны оснащаться дутьевыми вентиляторами.
Конкретная продолжительность вентиляции в зависимости от компоновки тракта, вида топлива и типа ГТУ должна быть указана в инструкции по эксплуатации.

См. пояснения к п. 4.6.18.

4.6.22. Пуск должен быть немедленно прекращен действием защит или персоналом в случаях:
а) нарушения установленной последовательности пусковых операций;
б) повышения температуры газов выше допустимой по графику пуска;
в) повышения нагрузки пускового устройства выше допустимой;
г) не предусмотренного инструкцией снижения частоты вращения разворачиваемого вала после отключения пускового устройства;
д) помпажных явлений в компрессорах ГТУ.

Прекращение пуска и останов агрегата требуются в тех случаях, когда создается угроза повреждения оборудования, а мероприятия, предотвращающие эту угрозу, трудно быстро оценить или осуществить.

Нормальная последовательность пусковых операций программируется в системе автоматического пуска таким образом, чтобы обеспечить надежную и эффективную работу оборудования на пусковых режимах.

Дозирование топлива, мощность пускового устройства и сбросы воздуха через антипомпажные клапаны устанавливаются при этом в соответствии с частотой вращения вала ГТУ, расходами и давлениями воздуха, а взаимосвязанные операции согласуются по времени. При нарушениях нормальной последовательности пусковых операций создаются аварийные ситуации. Включение пускового устройства до завершения контроля пусковой готовности может привести к повреждению подшипников; открытие регулирующего клапана и увеличение расхода топлива до завершения процесса зажигания – к взрыву в тракте ГТУ или недопустимому повышению температуры газов; увеличение расхода топлива на этапе выхода на холостой ход до отключения пускового двигателя – к повреждению пускового двигателя при разгоне или срабатыванию защиты от недопустимого повышения частоты его вращения; преждевременное или позднее закрытие антипомпажных клапанов – к помпажу компрессора или повышению температуры газов из-за чрезмерно больших сбросов воздуха.

Если в процессе автоматического пуска персонал обнаруживает нарушение правильной последовательности пусковых операций, нельзя переводить ГТУ на ручное управление и продолжать пуск. В этом случае, особенно если решение принимается в спешке, нарушения нормальной работы могут быть усугублены.

Повышение температуры газа свыше допустимой по графику пуска свидетельствует о нарушении работы систем регулирования или автоматического пуска, а также о возможных повреждениях турбомашин или теплообменных аппаратов.

Металлические звуки, скрежет, стуки в проточной части турбомашин и уплотнениях являются признаками задеваний, которые могут быть следствиями коробления статорных деталей или нарушения центровки, повреждения деталей или попадания в зазор между неподвижными и вращающимися элементами посторонних предметов. Тщательно прослушивать турбомашины при помощи металлической слуховой трубки или специальных слуховых аппаратов нужно при работе на валоповоротном устройстве, трогании роторов, а также на тех частотах вращения, на которых производится зажигание топлива. Кроме турбомашин следует также прослушивать зубчатые передачи, механические регуляторы скорости, насосы, находящиеся на валу ГТУ, подшипники, соединительные муфты, электрический генератор и возбудитель. Опытный и квалифицированный персонал способен распознавать неисправности по результатам прослушивания и на этой основе принимать меры, предотвращающие развитие повреждений.

Повышенная вибрация при пуске свидетельствует о повреждении проточной части или подшипников турбомашины, наличии задеваний, неудовлетворительном качестве, расходе или температуре смазывающего масла, а также о возможном тепловом прогибе ротора или изменении взаимного положения опор, например, вследствие неравномерного нагрева или остывания фундаментных колонн.

Причинами повышения нагрузки пускового устройства могут быть те же повреждения оборудования, которые приводят к росту температуры газов (см. выше).

После отключения пускового двигателя обычно наблюдаются небольшое снижение частоты вращения вала ГТУ и повышение температуры газов перед турбиной. Если пусковой двигатель отключен преждевременно или состояние оборудования изменилось таким образом, что мощность турбины оказалась после нормального отключения существенно меньше, чем необходимо для привода компрессора (см. пояснения к п. 4.6.12), снижение частоты вращения вала ГТУ может выйти за допустимые пределы. Попытки удержать агрегат на режиме путем увеличения расхода топлива в этом случае только усугубляют аварийную ситуацию. Они могут привести к недопустимому забросу температуры газов и повреждению ГТУ.

Признаками помпажа (см. пояснения к пп. 4.6.2 и 4.6.14) являются, в частности, падение давления воздуха за компрессорами или колебания этого давления, характерный шум, быстрый рост температуры газов. На начальных этапах пуска, когда давление в цикле еще невысоко, иногда наблюдается «тихий» помпаж. Существо этого явления заключается в том, что компрессор работает со срывами в проточной части, существенно меньшим расходом воздуха, чем нормальный при данной частоте вращения, и низким КПД на срывной ветви характеристики. Увеличение расхода топлива не приводит на режимах с «тихим» помпажом к повышению частоты вращения, несмотря на существенный рост температуры газов. В тех случаях, когда пусковое устройство имеет большой запас мощности и разворот вала можно продолжать с его помощью, после некоторого повышения давления воздуха происходит полный срыв потока и начинаются колебания, характерные для «нормального» помпажа.

Причиной перехода рабочих точек компрессора в срывную зону характеристики и возникновения «тихого» помпажа может быть недостаточное открытие антипомпажных клапанов или чрезмерное повышение температуры газов при зажигании топлива. Заброс температуры может быть при этом кратковременным и не опасным по абсолютной величине, например до 500–600 °С. Последующее снижение температуры может и не устранить возникшего «тихого» помпажа из-за характерной для помпажных явлений необратимости (гистерезиса).

4.6.23. Газотурбинная установка должна быть немедленно отключена персоналом при отказе в работе защит или при их отсутствии в случаях:

а) недопустимого повышения температуры рабочего тела в характерных сечениях ГТУ;

б) повышения частоты вращения ротора сверх допустимого предела;

в) обнаружения трещин или разрыва масло- или топливопроводов высокого давления;

г) недопустимого осевого сдвига, недопустимых относительных перемещений роторов компрессоров и турбин;

д) недопустимого понижения давления масла в системе смазки или уровня в масляном баке, а также недопустимого повышения температуры масла на сливе из любого подшипника или температуры любой из колодок упорного подшипника;

е) прослушивания металлических звуков (скрежета, стуков), необычных шумов внутри турбомашин и аппаратов ГТУ;

ж) возрастания вибрации подшипниковых опор выше допустимых значений, указанных в п. 4.6.34 настоящих Правил;

з) появления искр или дыма из подшипников или концевых уплотнений турбомашин или генератора;

и) воспламенения масла или топлива и невозможности немедленно ликвидировать пожар имеющимися средствами;

к) взрыва (хлопка) в камерах сгорания или газоходах;

л) погасания факела в камерах сгорания, недопустимого понижения давления жидкого или газообразного топлива;

м) исчезновения напряжения на устройствах регулирования и автоматизации или на всех КИП;

н) отключения турбогенератора вследствие внутреннего повреждения;

о) возникновения помпажа компрессоров или недопустимого приближения к границе помпажа;

п) недопустимого изменения давления воздуха за компрессорами.

р) возникновения кругового огня на контактных кольцах турбогенератора;

с) загазованности в любом отсеке ГТУ;

т) отключения всех вентиляторов подачи воздуха под кожух ГТУ;
у) отказа программно-технического комплекса АСУ ТП, приводящего к невозможности управления всем оборудованием турбоустановки или его контроля.
Одновременно с отключением ГТУ действием защиты или персоналом должен быть отключен турбогенератор.

В пункте перечислены случаи, когда требуется немедленное отключение ГТУ, так как задержка с принятием решения и продолжение работы агрегата могут вызвать крупные повреждения, поломки и аварии. Опасность ряда перечисленных отклонений была уже объяснена выше (см. пояснения к пп. 4.6.1, 4.6.2, 4.6.14, 4.6.17 и 4.6.22).

Опасность недопустимого повышения температуры газов предотвращается с помощью устройства регулирования и автоматических защит. Несмотря на это, единичные случаи недопустимого повышения температуры наблюдаются в практике эксплуатации ГТУ до последнего времени. В зависимости от уровня и продолжительности действия высокой температуры может быть полностью уничтожена проточная часть турбины (расплавление лопаток или их разрушение из-за утраты материалом его механических свойств) либо изменяются свойства и структура металла лопаток, что делает их непригодными для дальнейшей эксплуатации.

Точно так же недопустима эксплуатация ГТУ после взрыва (хлопка) в камерах сгорания или выхлопных газопроводах, так как это может привести к повреждению внутренних элементов: пламенных труб, газоподводящих участков, лопаток турбины, а также упорных подшипников. После остановки агрегата, даже если повышение температуры или взрыв (хлопок) не вызвали видимых повреждений или изменений режимов работы, свидетельствующих о таких повреждениях, необходимо тщательно проанализировать обстоятельства, связанные с забросом температуры или взрывом (хлопком), и принять согласованное с заводом-изготовителем решение о возможности дальнейшей работы агрегата, необходимых проверках, мерах по восстановлению качества лопаток и других деталей проточной части и т. д. При этом может понадобиться вскрытие турбины и камер сгорания.

Погасание факела в камерах сгорания в случаях, когда в них продолжает поступать топливо, создает опасность недопустимого повышения температуры газов или взрыва (хлопка) при последующем воспламенении топлива, которое возможно от нагретых деталей камеры сгорания, тлеющих частиц кокса, искр при задеваниях и т. п. Снижение давления топлива опасно прежде всего тем, что оно может привести к погасанию факела (см. также п. 4.6.17).

Опасность помпажа также была объяснена (см. пояснения к пп. 4.6.2 и 4.6.22). Причинами попадания компрессоров в помпаж на рабочих режимах могут быть: повреждения их проточной части; повреждения трактов на входе и выходе из компрессора, связанные с существенным увеличением их сопротивления; попадание в проточную часть компрессора значительных количеств воды; повышение температуры газов перед турбиной. В ГТУ с промежуточным охлаждением при сжатии причиной помпажа предыдущих компрессоров (КНД) может быть также снижение степени сжатия последующих компрессоров (КВД) из-за их загрязнения, повышения температуры воздуха на входе (вследствие, например, загрязнения воздухоохладителя), а в установках со свободным валом КВД – снижения частоты

вращения этого вала при ухудшении экономичности расположенных на нем компрессоров и турбин, появлении утечек воздуха и т. д. О приближении рабочей точки к границе помпажа можно судить по повышению давления на выходе из КНД, а также по показаниям специального прибора, суммирующего результаты измерений давления на выходе и перепада давления во входном патрубке компрессора (определяемого расходом воздуха через этот патрубок).

Потеря напряжения на устройствах регулирования и автоматизации может вызвать сразу или после восстановления питания опасные изменения режима работы агрегата из-за появления неправильных сигналов и перемещений регулирующих органов.

Потеря напряжения сразу на всех измерительных приборах лишает оператора возможности контролировать режим работы ГТУ, выводит из строя автоматические защиты, связанные с электрическими контрольно-измерительными приборами (например, защиты от недопустимого повышения температуры газов, падения давления воздуха и топлива и т. д.).

Трещины или разрыв масло- и топливопроводов высокого давления создают опасность пожара, которая не может быть устранена без остановки ГТУ.

Остальные положения настоящего пункта аналогичны принятым для паротурбинных установок и приведены в пояснении к п. 4.4.29.

Обслуживающий персонал должен отключать ГТУ (если она не отключена защитой) кнопкой аварийного останова при отклонениях контролируемых параметров за пределы уставок срабатывания автоматических защит или допустимых значений, которые должны быть указаны в местной инструкции и приведены на специальном листке, находящемся на рабочем месте оператора. Предельно допустимые значения параметров персонал должен знать на память.

4.6.24. Газотурбинная установка должна быть разгружена и остановлена по решению технического руководителя электростанции в случаях:

а) нарушения нормального режима эксплуатации или нормальной работы вспомогательного оборудования, при появлении сигналов предупредительной сигнализации, если устранение причин нарушения невозможно без останова;

б) заедания стопорных, регулирующих и противопомпажных клапанов;

в) обледенения воздухозаборного устройства, если не удается устранить обледенение при работе ГТУ под нагрузкой;

г) недопустимого повышения температуры наружных поверхностей корпусов турбин, камер сгорания, переходных трубопроводов, если понизить эту температуру изменением режима работы ГТУ не удается;

д) недопустимого увеличения неравномерности измеряемых температур газов;

е) недопустимого повышения температуры воздуха перед компрессорами высокого давления, а также в случаях нарушения нормального водоснабжения;

ж) при неисправности отдельных защит или оперативных КИП.

В пункте перечислены случаи, когда создавшаяся опасность повреждения оборудования не требует немедленного отключения ГТУ. О них необходимо сразу докладывать техническому руководителю электростанции, на которого возложена ответственность за принятие решения. Повреждаемость деталей ГТУ при нормальном останове, который проводится вручную или автоматически по программе, выбранной так, чтобы перепады температур и термические напряжения в деталях были приемлемыми, существенно меньше, чем при аварийном отключении.

Нарушениями нормального режима эксплуатации являются: не угрожающие безопасности оборудования отклонения параметров работы ГТУ от нормальных для данной нагрузки и внешних условий; отклонения контролируемых согласно п. 4.6.23 параметров в допустимых пределах; признаки, характеризующие отклонения теплового и механического состояния работающей ГТУ от норм (см. пояснения к п. 4.6.17). Повышение температуры воздуха перед КВД, может быть, например, следствием нарушения нормального водоснабжения и не угрожает безопасности оборудования.

Признаками нарушения нормальной работы вспомогательного оборудования являются: повышение вибрации вращающихся механизмов и трубопроводов; появление необычного шума, ударов; повышение температуры подшипников и электродвигателей; течи топлива, воды и масла в подогревателях, охладителях, насосах, арматуре и фланцевых соединениях; засорение и рост гидравлического сопротивления фильтров; повреждения трубопроводов обвязки турбины (воздух и вода на охлаждение, отсосы газов, дренажи).

Заедания топливных (стопорных и регулирующих) клапанов создает опасность аварии ГТУ при сбросе нагрузки или после отключения. Если устранение заеданий при работе агрегата с помощью расхаживания или путем изменения нагрузки не удается, останов ГТУ производится закрытием задвижек на трубопроводах подвода топлива к ГТУ.

Опасность и способы предотвращения обледенения были указаны в пояснениях к п. 4.6.9. Иногда расплавление льда возможно также путем обдува элементов, на которых он образовался, горячим воздухом вручную при соблюдении соответствующих правил техники безопасности.

Корпуса турбин, камер сгорания и переходных трубопроводов от них к турбинам изготавливаются обычно из слаболегированных сталей перлитного класса. От воздействия горячих газов, движущихся внутри оболочек, образующих проточную часть, корпуса бывают защищены с помощью тепловой изоляции или пропуска воздуха через зазоры (пространство) между ними и внутренними горячими элементами. Повышение температуры корпусов, в частности местное, свидетельствует о нарушении изоляции или повреждении пламенных труб, газоподводящих участков, внутренних статорных элементов турбины. Развитие этих нарушений может привести к аварии. Само по себе повышение температуры приводит к ухудшению прочностных свойств металла и может быть причиной пластических деформаций или даже возникновения трещин под действием внутреннего давления и весовых нагрузок. Местные перегревы также могут привести к короблению статорных деталей или образованию трещин из-за больших термических напряжений.

Снижением нагрузки ГТУ можно уменьшить температуру корпусных деталей, однако устранить таким образом действие внутренних повреждений, вызвавших рост этих температур, конечно, невозможно.

4.6.25. При загорании отложений в регенераторах или подогревателях сетевой воды, если не происходит опасного изменения параметров ГТУ, установка должна быть оставлена в работе для обеспечения охлаждения теплообменных поверхностей.
При загорании отложений на остановленной ГТУ должны быть включены противопожарные установки.

Воздух, протекающий через регенератор при работе ГТУ, или вода в сетевых подогревателях охлаждают поверхности теплообмена и препятствуют недопустимому повышению температуры их металла. Известны случаи тяжелого повреждения регенераторов ГТУ в результате пожаров в газовом тракте, возникавших после остановов ГТУ. Чтобы предотвратить развитие таких аварий, выхлопные тракты ГТУ с регенерацией оснащаются устройствами пожаротушения.

4.6.26. После отключения ГТУ должна быть обеспечена эффективная вентиляция трактов и там, где это предусмотрено, произведена продувка топливных коллекторов и форсунок (горелок) воздухом или инертным газом. По окончании вентиляции должны быть перекрыты всасывающий и (или) выхлопной тракты. Продолжительность и периодичность вентиляции и прокруток роторов при остывании ГТУ должны быть указаны в инструкции по эксплуатации.

Необходимость вентиляции тракта ГТУ во избежание взрывов (хлопков) была рассмотрена выше (см. пояснения к п. 4.6.18). При остановах она естественно осуществляется в течение выбега роторов. Продувка форсунок должна производиться в это же время для того, чтобы удалить из них остатки топлива, не допускать его разложения и закупорки каналов форсунок. Последующее закрытие шиберов предотвращает ускоренное расхолаживание турбин, нежелательное из-за увеличения термических напряжений в горячих деталях, прежде всего статорных.

Роторы остановленных ГТУ большой мощности медленно вращаются валоповоротными устройствами для того, чтобы избежать теплового прогиба. Продолжительность остывания при работе на валоповороте может достигать 48 ч и более. Газотурбинные установки небольшой мощности часто не имеют валоповоротных устройств. Для таких ГТУ могут потребоваться периодические прокрутки ротора вручную или от пускового устройства.

4.6.27. На электростанциях должны быть установлены регламент технического обслуживания ГТУ, технология и периодичность выполнения регламентных работ.

Регламенты содержат указания о периодичности (через определенное число часов или пусков или календарные промежутки времени) и объемах работ по техническому обслуживанию. Они разрабатываются заводами-изготовителями ГТУ и корректируются на электростанциях в зависимости от местных условий таким образом, чтобы операции по контролю работы агрегатов и систем их обслуживания производились через определенные промежутки времени, необходимые для

своевременного обнаружения и устранения возможных неисправностей с учетом режимов работы и удобства эксплуатации.

Составной частью регламента является маршрут обхода оборудования, в котором устанавливаются время, содержание и объем осмотров и простых проверок; указания о том, что и как следует контролировать визуально; параметры, контролируемые по показаниям приборов, их допустимые значения и указания по оценке с помощью этих параметров режима работы и состояния оборудования; признаки неисправностей.

Регламентами предусматриваются также сроки и объемы выполнения текущих (без вскрытия, но с разборкой ряда узлов) и капитальных ремонтов.

4.6.28. Регламент технического обслуживания должен предусматривать:

визуальную диагностику проточной части без разборки турбомашин и аппаратов в местах, указанных в инструкции по эксплуатации, с применением специальных оптических или волоконно-оптических приборов, если это предусмотрено заводской инструкцией;

периодические удаления отложений из проточной части ГТУ без разборки турбомашин и аппаратов с применением растворов технических моющих средств и мягких абразивов;

проверку работы системы защиты и автоматического управления ГТУ, включая контрольные автоматические пуски ГТУ с проверкой соответствия основных параметров воздуха и газов, давления топлива и нагрузки пускового устройства расчетному графику пуска;

осмотр и проверку герметичности, производительности топливных форсунок и угла распыливания топлива и на выходе из них;

проверку резервных и аварийных масляных насосов и устройств автоматического включения;

проверку плотности трактов, клапанов, шиберов и арматуры;

осмотр и проверку топливных насосов и насосов системы технического водоснабжения;

осмотр и очистку сеток масляных, топливных и водяных фильтров;

проверку и восстановление эффективности шумоглушения внутри машзала, на территории электростанции и прилегающей к ней территории;

проверку эффективности оборудования, ограничивающего концентрацию в уходящих газах, загрязняющих атмосферу выбросов.

Очистки являются эффективным средством восстановления показателей компрессоров. Важно, однако, при эксплуатации ГТУ принимать меры, предотвращающие или замедляющие образование отложений. Такие меры, связанные с очисткой воздуха и предупреждением выноса масла из фильтров, были рассмотрены выше

(см. пояснения к п. 4.6.7). Интенсивности загрязнений способствует также засасывание в компрессор масляных паров из расположенных рядом подшипников. Это следует предотвращать устройством уплотнений и подачей в зазор между входом в компрессор и подшипником слегка сжатого воздуха. В ГТУ с промежуточным охлаждением при сжатии интенсивности отложений способствует конденсация влаги после воздухоохладителей. Установка за ними пластинчатых сепараторов и организация автоматического дренажа уловленной воды являются эффективными средствами защиты проточной части КВД от капельной влаги.

Более эффективны промывки компрессоров растворами различных моющих средств, которые проводятся при вращении компрессора пусковым устройством.

Возможности очисток турбин существенно зависят от характера отложений и вследствие этого не всегда эффективны. Рыхлые зольные отложения в проточной части турбин полностью удаляются при промывках, например, горячей питательной водой. Очистки турбин косточковой крошкой по зарубежному опыту менее эффективны, а применение жестких абразивов связано с риском эрозии лопаток. Иногда очистка проточной части и восстановление показателей компрессоров и турбин наблюдаются в результате остановов и последующих пусков.

Эксплуатационные характеристики ГТУ с промежуточным охлаждением при сжатии зависят от качества охлаждающей воды, в которой могут содержаться коррозионно-агрессивные соединения (например, хлориды), соли жесткости, механические частицы и микроорганизмы, образующие шлам. Для предотвращения коррозии материал трубок выбирается с учетом качества воды, а вода подвергается химической обработке.

Эффективность механических чисток водяного тракта воздухоохладителей зависит от природы отложений. Ил и шлам хорошо удаляются ершами.

Промывки воздушного тракта охладителей или регенераторов применяются для удаления пылевых отложений, промывки газового тракта подогревателей сетевой воды и регенераторов – для удаления отложений и нейтрализации их коррозионно-активных составляющих.

Осмотры состояния лопаточного аппарата и внутренних трактов ГТУ позволяют обнаружить повреждения и предотвратить развитие аварии; наличие ненормальных отложений в турбине или камере сгорания и перегретых участков пламенных труб сигнализирует о нарушении процесса горения. Осмотры лопаток на всасывании компрессоров и выхлопе из турбин возможны через входной и выходной тракты; осмотры трактов до и после воздухоохладителей и входа в проточную часть КВД в установках с промохлаждением, а также пламенных труб и входа в турбины ГТУ с выносными камерами сгорания – изнутри, через имеющиеся в стенках трубопроводов люки; осмотры пламенных труб блочных или секционных камер сгорания и сопловых лопаток первой ступени турбин – через отверстия для форсунок (горелок) после их снятия. Для осмотров целесообразно использовать специальные оптические приспособления (зеркала, перископы, устройства с гибкими световодами и т. д.). При осмотре трактов проверяется отсутствие трещин в трубопроводах, компенсаторах и их стяжках; отсутствие кусочков постороннего металла, которые могут быть вынесены из турбомашин и аппаратов; исправность запорных органов и измерительных устройств; отсутствие грунтовых вод и повреждений строительных конструкций или обмуровки.

Важность и смысл проверок систем автоматизации следуют из предыдущих пояснений. *Контрольный пуск является наиболее простой и эффективной комплексной проверкой исправности ГТУ и ее систем.*

Негерметичность топливных форсунок (течи в местах соединений) может привести к вытеканию и горению топлива вне пламенных труб. В результате могут быть повреждены фронтовые устройства и сами пламенные трубы. При изменении производительности отдельных форсунок из-за загрязнения или износа неравномерность температурного поля (разность между максимальной и средней температурами) может резко возрасти. При этом местные температуры могут стать недопустимо высокими. Отклонения факела от оси камеры сгорания и изменение угла распыла топлива нарушают распределение температур и могут также вызвать повреждения пламенных труб камер сгорания. Для проверки форсунок на электростанциях должен иметься форсуночный стенд, приспособленный для измерений угла распыла и расхода топлива. Топливо должно подаваться к стенду при полном давлении.

Система шумоглушения должна обеспечивать снижение уровня шума в районах воздухозабора и выхлопа до санитарных норм. Уровень шума, создаваемого ГТУ в зоне обслуживания, не должен превышать 80 дБА; содержание окислов азота в отработавших газах ГТУ при работе с нагрузкой 0,5–1,0 номинальной не должно превышать 50 мг/м^3 на газообразном топливе и 100 мг/м^3 на жидком (при условной объемной концентрации кислорода – 15 %). Уровень шума и концентрация окислов азота в уходящих газах должны определяться при приемке ГТУ в эксплуатацию, фиксироваться соответствующими документами и проверяться по регламенту.

Остальные требования этого пункта являются обычными при эксплуатации паротурбинных установок и блоков.

4.6.29. В процессе эксплуатации на основании наблюдений и показаний приборов должна проводиться параметрическая и вибрационная диагностика, включающая анализ:
соответствия мощности ГТУ расчетной и нормативной;
степени загрязнения и запасов устойчивости компрессоров;
эффективности теплообменных аппаратов;
неравномерности измеряемых температур газов на входе в турбину или выходе из нее;
давления топлива и воздуха (газов), а также давления и температуры масла в характерных точках;
вибрации турбин, компрессоров, турбогенераторов и возбудителей;
соответствия экономичности расчетной и нормативной.
Предельные значения отклонений контролируемых параметров от паспортных не должны превышать заданных заводами-изготовителями или указанных в технических условиях на поставку.

Опыт эксплуатации длительно работающих ГТУ показывает, что с течением времени их характеристики могут существенно изменяться. Так, например, снижение полезной мощности может достигать 10–25 % за время от нескольких сотен до нескольких тысяч часов. Изменение характеристик элементов ГТУ в процессе эксплуатации кроме падения экономичности может приводить также к снижению

надежности, например, к опасному уменьшению запасов устойчивости в рабочих точках компрессоров (см. пояснения к п. 4.6.1). Контроль за состоянием оборудования и проведение необходимых профилактических работ имеют важное значение для обеспечения его максимальной экономичности и надежности.

Задачами эксплуатационного контроля являются: определение параметров, характеризующих режим работы агрегата, прямые измерения которых затруднены или невозможны (например, средней температуры газов перед турбиной), и оценка их допустимости по условиям эксплуатации оборудования; определение фактических показателей ГТУ и оценка их соответствия нормативным (или наивысшим «парадным») показателям в сравниваемых условиях; оценка режимов работы агрегата и его отдельных элементов; сравнение фактических и «парадных» показателей элементов и выяснение на этой основе причин изменения показателей ГТУ.

Состояние ГТУ контролируется по их мощности, поскольку мощность является наиболее важным показателем независимо от назначения и режимов использования ГТУ; изменение мощности и КПД связаны между собой, причем мощность является более чутким показателем состояния (ее изменения резче изменений КПД); наконец, мощность проще измерить.

Для каждой ГТУ разрабатываются нормативные характеристики, представляющие собой зависимости мощности и КПД ГТУ от частоты сети, наружной температуры и барометрического давления при номинальных температурах газов в турбине с учетом имеющихся ограничений (по мощности, частотам вращения валов и т. д.).

Разница между нормативной мощностью и мощностью, измеренной в момент контроля, характеризует изменение состояния ГТУ по сравнению с «парадным» и отклонения ограничивающих параметров от номинальных. Раздельная оценка этих факторов может быть выполнена по диаграмме режимов ГТУ, построенной для разных температур газов, графиков зависимости мощности от температуры газов при различных температурах наружного воздуха.

Периодичность проведения и методика контроля (перечень и схема измерений, содержание и способы вычислений, необходимые графики и номограммы), а также анализ полученных результатов для ГТУ каждого типа устанавливаются регламентом технического обслуживания или отдельной инструкцией. Для контроля режимов работы и состояния ГТУ должны использоваться стандартные теплоизмерительные приборы. Типы этих приборов, объем оснащения ими ГТУ, а также методы проверки и обслуживания должны обеспечивать точность измерений, являющуюся необходимым условием эффективности контроля. Измерения нужно проводить на установившихся режимах с контролем стабильности режима, например, по мощности ГТУ, в начале и конце записи.

При анализе результатов нужно оценивать влияние отклонения показателей элементов ГТУ на изменение мощности и оценивать эти изменения сравнением с фактически измеренной мощностью.

Неравномерность температур газов в турбине характеризует работу камеры сгорания. Увеличение неравномерности свидетельствует об износе или засорении форсунок и их фильтров, повреждении пламенных труб или газоподводящих участков.

Чтобы уменьшить нагрузку персонала и повысить качество расчетов и анализа режимов работы и состояния ГТУ, особенно для сложных по циклу и схеме газотурбинных установок, целесообразно использовать универсальные или специализированные ЭВМ.

Действия персонала при повышении вибрации паровых турбин рассмотрены в пояснениях к п. 4.4.26. При повышении вибрации ГТУ действия персонала аналогичны.

Необходимо поддерживать чистоту проточных частей компрессора, турбины по контрольным измерениям, определяемым заводом-изготовителем, так как загрязнения вызывают ухудшения их рабочих характеристик, снижение устойчивости компрессоров и надежности ГТУ.

Поддержание измеряемых температур на входе или выходе турбины в допустимых пределах достигается в процессе наладки и должно осуществляться в эксплуатации.

4.6.30. Все проверки и испытания системы регулирования и защиты ГТУ от повышения частоты вращения должны выполняться в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей.

Автомат безопасности и система защиты работают только при повышении частоты вращения выше допустимой, остальное время все элементы безопасности и защиты находятся в относительном покое. В эксплуатации при этом имеют место коррозия, загрязнение бойков автомата безопасности, отложения шлама в зазорах между подвижными деталями. Это может привести к увеличению нечувствительности, заеданию автоматов безопасности, отказу срабатывания при недопустимом повышении частоты вращения. Все это вынуждает проводить периодическое расхаживание бойков автомата безопасности и проверку работы системы защиты. Опыт эксплуатации паровых турбин подтверждает правильность выбора периодичности проверок (1 раз в 4 мес.) при нормальной работе, после их разборки или разборки системы регулирования, перед испытанием со сбросом нагрузки, после длительного (более 1 мес.) простоя. Правилами ограничены случаи, когда проверка должна проводиться повышением частоты вращения в связи с тем, что любое повышение частоты вращения сказывается на надежности и сроке службы деталей ротора турбины.

4.6.31. Проверка действия защит от превышения температуры газов в турбинах должна проводиться не реже 1 раза в 4 мес.

Защита газовых турбин от повышения температуры должна быть надежной и быстродействующей. Система температурной защиты содержит ряд элементов: термопары, измерительные трассы, автоматы температурной защиты, электронные потенциометры с механическими контактами (в старых схемах). Эти элементы необходимо поддерживать в исправном состоянии, а их надежность должна проверяться. Работа некоторых из них контролируется при пусках ГТУ, другие требуют специальных проверок. Годность термопар проверяется сопоставлением их показаний с показаниями параллельно установленных термопар, тарировкой, контролем электрического сопротивления. Все остальные элементы защитных устройств проверяются имитацией сигнала на остановленной ГТУ.

4.6.32. Проверка работы системы регулирования ГТУ мгновенным сбросом нагрузки путем отключения турбогенератора от сети должна проводиться:

при приемке ГТУ в эксплуатацию после монтажа;
после реконструкции, изменяющей динамическую характеристику ГТУ или статическую и динамическую характеристики системы регулирования;
при выявлении существенных изменений статических и динамических характеристик регулирования в процессе эксплуатации или при ремонте (после устранения обнаруженных недостатков).

В практике эксплуатации ГТУ встречаются случаи, когда со стороны энергосистемы поступают различные возмущения, вызывающие полный сброс нагрузки. Это может быть вызвано отключением линии электропередачи, повреждением обмоток повышающего трансформатора и т. д. По техническим условиям на поставку ГТУ завод-изготовитель гарантирует, что система регулирования удерживает частоту вращения ротора на уровне ниже настройки автомата безопасности при мгновенном полном сбросе нагрузки от ее номинального значения. Эта гарантия – один из важнейших показателей качества изготовления, монтажа и работоспособности системы регулирования – должна быть подтверждена проверкой при приемке турбины в эксплуатацию.

Необходимость проверки системы регулирования после реконструктивных работ, могущих изменить динамические свойства турбины или характеристики системы регулирования, пояснений не требует.

4.6.33. Периодически работающие ГТУ должны быть в постоянной готовности к пуску. Если их включения в работу не требуется, исправность оборудования и систем таких ГТУ должна проверяться 1 раз в смену, а контрольные автоматические пуски с нагружением агрегата должны производиться не реже 1 раза в месяц.

Исправность и готовность оборудования, выведенного в резерв, необходимо постоянно поддерживать и периодически проверять. Контрольный пуск является наиболее простой и эффективной комплексной проверкой готовности ГТУ.

4.6.34. При эксплуатации ГТУ средние квадратические значения виброскорости подшипниковых опор турбин, компрессоров, турбогенератора и возбудителя с частотой вращения 3 000 об/мин должны быть не выше 4,5 мм·с$^{-1}$.
При превышении нормативного значения вибрации должны быть приняты меры к ее снижению в срок не более 30 сут.
При вибрации свыше 7,1 мм·с$^{-1}$ не допускается эксплуатировать ГТУ более 7 сут, а при вибрации 11,2 мм·с$^{-1}$ турбина должна быть отключена действием защиты или вручную.
Газотурбинная установка должна быть немедленно остановлена, если при установившемся режиме происходит одновременное внезапное изменение вибрации оборотной частоты двух опор одного ротора, или смежных опор, или двух компонентов виб-

рации одной опоры на 1 мм·с$^{-1}$ и более от любого начального уровня.

Газотурбинная установка должна быть разгружена и остановлена, если в течение 1–3 сут произойдет плавное возрастание любого компонента вибрации одной из опор подшипников на 2 мм·с$^{-1}$.

Вибрационное состояние авиационных и судовых газотурбинных двигателей, работающих в составе энергетических установок, должно быть определено по техническим условиям на поставку. Однако при этом двигатели не должны вызывать вибрации связанного с ними оборудования сверх указанного выше уровня.

Указания по контролю вибрации ГТУ и паровых турбин аналогичны (даны в п. 4.4.26 и пояснениях к нему).

Вибрацию ГТУ мощностью 50 МВт и более следует измерять и регистрировать с помощью стационарной аппаратуры непрерывного контроля вибрации подшипниковых опор, соответствующей требованиям ГОСТ 27164–86.

Методы измерения вибрации и нормы, принятые для авиационных и судовых двигателей в тех отраслях, где они в основном используются, вследствие конструктивных особенностей двигателей (расположение подшипников качения внутри корпусов) отличаются от установленных в энергетике.

4.6.35. *Для каждого вала ГТУ должны быть установлены длительность нормального выбега ротора и номинальное значение силы электрического тока электродвигателя валоповоротного устройства. Длительность выбега роторов и сила тока должны измеряться и регистрироваться в суточной ведомости при всех остановах ГТУ. При отклонении времени выбега или силы электрического тока от нормальных, а также при возникновении посторонних шумов должна быть выявлена причина отклонения и приняты меры к ее устранению.*

Продолжительность выбега ротора после останова и сила тока электродвигателя валоповоротного устройства, а также характер шума при выбеге и вращении роторов валоповоротным устройством являются показателями механического состояния ГТУ. Время выбега может сокращаться, а сила тока возрастать при наличии задеваний, а также повреждениях турбомашин или подшипников. Время выбега может уменьшаться также в тех случаях, когда остановка происходит без снятия возбуждения с электрогенератора.

Длительность выбега может увеличиваться при несвоевременном или недостаточно плотном закрытии шиберов в газоходах из-за действия на проточную часть турбомашин самотяги выхлопного тракта. Для ГТУ самотяга в этих случаях нежелательна, так как она приводит к ускоренному расхолаживанию деталей горячего тракта и может затруднить ввод в зацепление пускового устройства и последующий пуск.

4.6.36. При выводе ГТУ в длительный резерв должны быть приняты меры к ее консервации. Продолжительность останова, при которой требуется консервация, перечень подлежащих консервации узлов и технология ее проведения должны быть указаны в технических условиях на ГТУ.

Консервация необходима деталям, подверженным коррозии. Особое внимание должно быть обращено на валы и подшипники, узлы и детали масляной и топливной систем, а также систем регулирования и автоматизации. В отдельных случаях необходимо принимать меры для консервации теплообменных аппаратов, в которых остатки рабочей среды, например сетевой воды, могут вызвать стояночную коррозию.

4.6.37. Периодичность среднего и капитального ремонта должна быть установлена согласно техническим условиям в зависимости от режимов и продолжительности работы ГТУ, количества пусков и используемого топлива с учетом фактического состояния оборудования.

Периодичность ремонтов устанавливается в зависимости от наработки, числа пусков, вида топлива с учетом фактических условий эксплуатации и состояния оборудования.

При текущем ремонте проводятся все регламентные работы (см. п. 4.6.28), а также осмотр и ремонт (в случае необходимости) камер сгорания, топливной аппаратуры, аппаратуры воздушного тракта, подшипников и зубчатых передач, проверка центровки роторов ГТУ, а также снятие статических характеристик регулирования.

При капитальном ремонте, кроме того, проводятся: вскрытие турбомашин, осмотр и очистка их проточной части, определение количества и состава отложений; измерение и восстановление зазоров в проточной части турбомашин, подшипниках, уплотнениях, дефектоскопия лопаток с выемкой роторов, контроль состояния металла деталей, работающих при температурах 450 °С и выше, ревизия системы регулирования: контроль осадки и дефектоскопия фундаментов.

4.6.38. Тепловые испытания ГТУ с отпуском тепла и ПГУ должны проводиться:
на вновь смонтированном оборудовании для получения фактических показателей и составления нормативных характеристик;
периодически в процессе эксплуатации (не реже 1 раза в 3–4 года) на подтверждение соответствия нормативным характеристикам.

Пояснений не требуется

4.7. СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ

4.7.1. Системы управления технологическими процессами, в том числе и автоматизированные (АСУ ТП), во время эксплуатации должны обеспечивать:
контроль за состоянием энергетического оборудования;
автоматическое регулирование технологических параметров;
автоматическую защиту технологического оборудования;
автоматическое управление оборудованием по заданным алгоритмам (логическое управление);
технологическую и аварийную сигнализацию;
дистанционное управление регулирующей и запорной арматурой.
Техническая реализация системы управления осуществляется как с помощью автономных технических средств (КИП, автоматических регуляторов, устройств комплектных технологических защит и др.), так и с помощью АСУ ТП.
Средства измерений, средства и программно-технические комплексы контроля и представления информации, автоматического регулирования, технологической защиты и сигнализации, логического и дистанционного управления, технической диагностики при включенном технологическом оборудовании должны постоянно находиться в работе в проектном объеме и обеспечивать выполнение заданных функций и качества работы.
Вывод из работы устройств систем управления для проведения ремонта, испытаний и других работ должен производиться в соответствии с п. 6.4.2. настоящих Правил.

Система управления – это комплекс технических средств (КТС), применяемых при эксплуатации теплоэнергетического оборудования тепловых электростанций (ТЭС), тепловых сетей и теплофикационных установок для реализации функций управления и контроля оборудования.

На большинстве действующих ТЭС комплекс технических средств выполнен на базе аппаратных (непрограммных) традиционных средств и включает в себя:

измерительные преобразователи (датчики), нормирующие преобразователи, вторичные приборы для отображения информации о ходе технологического процесса, а также сигнализации об отклонении технологических параметров;

аппаратуру для дистанционного и автоматического дискретного управления механизмами, регулирующими и запорными органами: реле, устройства логического управления (УЛУ), устройства технологических защит, аналого-дискретные преобразователи, блоки избирательного управления, указатели положения и др.;

аппаратуру автоматического регулирования, содержащую регулирующие и функциональные блоки, блоки управления, исполнительные механизмы и др.;

электротехническую аппаратуру: ключи, кнопки, переключатели, сигнальные лапмы, ряды выводов, панели, пульты и др.

При помощи указанных технических средств образуются подсистемы, реализующие определенные функции управления оборудованием:

технологический контроль параметров оборудования: заборное устройство – измерительный и нормирующий преобразователи – вторичный прибор;

дистанционное управление: блок избирательного управления (ключ управления) – промежуточное реле – пусковое устройство – исполнительный механизм – указатель положения (индикаторные лампы);

автоматическое регулирование: заборное устройство – измерительный и нормирующий преобразователи – регулирующие и функциональные блоки – пусковое *устройство – исполнительный механизм;*

технологические защиты и блокировки: заборное устройство – измерительный и нормирующий преобразователи – аналого-дискретный преобразователь – источник дискретной информации (открыто, закрыто, включено, отключено) – устройство технологической защиты, реализующее заданный алгоритм, – промежуточное реле – пусковое устройство (контактор, выключатель) – исполнительный механизм;

технологическая сигнализация: заборное устройство – измерительный и нормирующий преобразователи – аналого-дискретный преобразователь – сигнальное табло;

автоматическое (логическое) управление запорными органами и механизмами: заборное устройство – измерительный и нормирующий преобразователи – источник дискретной информации о состоянии запорных органов и механизмов – аналого-дискретный преобразователь – устройство логического управления – пусковое устройство – исполнительный механизм.

При реализации конкретной системы управления один источник информации с унифицированным токовым сигналом может применяться в двух-трех подсистемах. Все указанные подсистемы должны эксплуатироваться совместно с относящимися к ним соединительными трубными, проводными и кабельными связями.

В последнее время при разработке проектов систем управления для вновь вводимого энергооборудования широко используют в качестве технических средств автоматизации программно-технические комплексы (ПТК), выполненные на базе средств вычислительной техники. В этом случае система, включающая в себя эксплуатационный персонал и указанный ПТК, образуют автоматизированную систему управления технологическим процессом (АСУ ТП) [1]. Она обладает целым рядом преимуществ по сравнению с системой управления, выполненной с применением традиционных аппаратных средств контроля и автоматики. В частности, АСУ ТП обладает более широкими функциональными возможностями, что позволяет реализовать дополнительные функции управления, способствующие облегчению условий труда персонала, а также повысить надежность энергетического оборудования. Она позволяет также многократно использовать входную информацию в различных подсистемах, представлять информацию на дисплеях, отказаться

от применения многочисленной аппаратуры: нормирующих преобразователей, блоков регулирования и управления и др.

Система управления является неотъемлемой частью технологического оборудования. Ее эффективное использование способствует повышению безопасности, надежности и экономичности работы этого оборудования, росту производительности труда эксплуатационного персонала и улучшению социальных условий его работы. Функции, выполняемые системой управления, определяются при проектировании и зависят от мощности энергооборудования, его конструкции и маневренных требований энергосистемы к данному оборудованию.

Так, для современных ТЭС с агрегатами большой мощности характерны участие блоков в регулировании общесистемных параметров, глубокая разгрузка, частые остановы и пуски. В этих условиях от системы управления требуется автоматизация управления и регулирования во всех режимах, включая пуски и остановы, возможность адаптации основных подсистем к различным условиям работы, а также автоматизация сбора, обработки и хранения информации для оперативных целей и передачи на более высокий уровень – АСУ предприятия. Эти задачи решаются с помощью технических средств, реализуемых на базе средств вычислительной техники.

4.7.2. Персонал, обслуживающий системы управления, обеспечивает поддержание их в исправном состоянии и готовность к работе путем:
своевременного проведения технического обслуживания и ремонта;
выполнения мероприятий по повышению надежности и эффективности использования;
обеспечения необходимого комплекта резервных технических средств и расходных материалов.
Персонал, обслуживающий технологическое оборудование, своевременно вводит в работу и эффективно использует системы управления.
Сохранность и чистоту внешних частей устройств систем управления соблюдает оперативный персонал цехов, районов, участков энергообъектов, в которых установлены устройства управления.

Для эффективного функционирования системы управления все входящие в нее отдельные подсистемы должны быть в исправном состоянии. Исправными считаются те подсистемы, которые готовы к выполнению возложенных на них функций или успешно выполняют их, обеспечивая при этом заданную точность измерений или расчетов, требуемое качество автоматического регулирования [2, 3], четкое и безошибочное выполнение дискретных операций защитами, блокировками, логическими и программными устройствами, сигнализацией и др. На исправное состояние подсистем и самих технических средств влияет целый ряд факторов:

качество проекта и, в частности, соответствие технических условий на запроектированные технические средства реальным условиям их эксплуатации;

качество монтажа и наладки технических средств;

правильность настройки автоматических регуляторов;

обоснованность выбора уставок защит и сигнализации и точность их реализации;

качество разработки алгоритмов и программ логических устройств и ПТК АСУ ТП;

соблюдение инструкций по эксплуатации подсистем АСУ ТП;

проведение квалифицированного технического обслуживания и ремонтов в установленные сроки [32].

Поддержание технических средств в исправном состоянии является главной задачей цехов тепловой автоматики и измерений электростанций. Персонал цехов ТАИ выполняет следующие функции:

контролирует работу и состояние оборудования путем обходов и осмотров с целью своевременного выявления и устранения дефектов;

проводит техническое обслуживание, ремонт, наладку и испытания технических средств систем управления;

контролирует выполнение ремонтных и наладочных работ персоналом подрядных организаций;

организует и участвует в анализе проекта, наладке, испытаниях и определении режимов работы устройств ТАИ.

Задачи персонала цехов ТАИ, а также его взаимодействие с персоналом других цехов регламентированы отраслевыми нормативными документами [4, 5].

4.7.3. Системы управления технологическими процессами должны быть выполнены в объеме, установленном нормативными документами, с применением технических средств, обеспечивающих минимум трудозатрат на обслуживание, ремонт и наладку. Для тех энергообъектов, на которые не распространяются действующие нормативные документы, объем оснащения системами управления определяет технический руководитель энергосистемы.

Объем оснащения технологическими измерениями, сигнализацией и автоматическими регуляторами тепловых электростанций определен [7]. В этот объем не входит оснащение средствами контроля и управления оборудования тепловых сетей и тепловых пунктов систем теплоснабжения (вне электростанции), которые выбираются в соответствии с [6]. Объем оснащения средствами управления отопительных котельных давлением до 40 кгс/см^2 (4 МПа) определяется [8].

На действующих электростанциях, запроектированных до 01.09.88, объем технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования должен соответствовать проекту, отвечать требованиям правил Госгортехнадзора и действующих отраслевых нормативно-технических документов. Целесообразность изменения этого объема или приведения его в соответствие с [7] определяется главным инженером электростанции.

Дистанционное управление выбирается при проектировании в соответствии с принятыми вариантами тепловых и пусковых схем, а также с учетом рекомендаций заводов – изготовителей основного оборудования.

Объем и технические условия на выполнение технологических защит регламентируются для электростанций с поперечными связями [10], а для блочных установок – [11, 12]. Для электростанций, запроектированных до срока ввода в дей-

ствие документов [10–12], объем технологических защит должен соответствовать проекту, а также [13–15] с учетом [16]. Объем технологических защит и блокировок, связанных с взрывоопасностью при сжигании в топках котлов газа и мазута, определяется [9, 17].

4.7.4. Электропитание системы управления осуществляется по группам потребителей: технологические защиты и их датчики, устройства дистанционного управления и блокировки, приборы технологического контроля и их датчики, устройства аварийной предупредительной сигнализации, системы обнаружения и тушения пожара, средства авторегулирования, средства вычислительной техники и их датчики. Потребители всех групп, кроме средств вычислительной техники, должны быть разделены на подгруппы по технологическому принципу: для котельного и турбинного отделений.

Распределение по подгруппам, группам должно осуществляться через самостоятельные аппараты защиты, обеспечивающие селективное отключение поврежденных участков и ремонт элементов сети электропитания без останова основного оборудования.

Для блочных установок источниками оперативного тока напряжением 220/380 В должны быть шины распределительного устройства собственных нужд 0,4 кВ своего или соседнего энергоблока, от которого не резервируются шины РУСН 0,4 кВ данного энергоблока, инверторы агрегатов бесперебойного питания, шины щита постоянного тока.

Действие сигнализации должно быть обеспечено при полной потере питания как любой группы потребителей, так и одного из вводов.

Исправность средств автоматического включения резервного электрического питания устройств управления и исправность устройств сигнализации наличия напряжения питания должны проверяться по графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта.

Готовность систем управления к выполнению возложенных на нее задач во многом определяется надежностью электропитания технических средств, образующих систему. Потеря напряжения электропитания приводит к массовому выходу из строя средств контроля и управления, без которых становится невозможными оценка режима работы оборудования, а также его нормальный или аварийный останов.

Надежность питания технических средств переменным током 220 и 380 В достигается резервированием источников питания с автоматическим включением резерва, распределением оперативного тока по группам потребителей таким образом, чтобы отдельная неисправность или ремонт элемента сети электропитания не приводили к останову энергооборудования, широким применением автомата бесперебойного питания и др.

Организация электропитания систем управления технологическими процессами блочных установок мощностью 200, 250, 300, 500 и 800 МВт регламентируется [18, 19]. В соответствии с этими документами потребители электропитания делятся на следующие группы:

а) шкафы технологических защит;

б) вторичные приборы, участвующие в защитах, а также их датчики и нормирующие преобразователи;

в) вторичные приборы, не участвующие в защитах, в том числе расположенные в оперативном контуре блочного щита управления (БЩУ), их датчики и нормирующие преобразователи;

г) устройства дистанционного управления особо ответственных потребителей. Согласно [18] особо ответственные механизмы, необходимые для безаварийного останова блока, питаются от аккумуляторной батареи. К этим механизмам относятся:

отсечные клапаны на подводе топлива к котлу;

аварийные масляные насосы системы смазки подшипников турбины и уплотнения вала генератора;

электромагниты закрытия стопорных клапанов турбоагрегата питательных насосов и обратных клапанов на отборах турбины;

д) устройства дистанционного управления и блокировки неответственных потребителей;

е) аварийная сигнализация, включая сигнализацию срабатывания технологических защит, аварийного отключения механизмов с.н. и питающих элементов, срабатывания электрических защит;

ж) предупредительная технологическая сигнализация;

з) средства вычислительной техники, их датчики и нормирующие преобразователи;

и) автоматическая система регулирования, ее датчики и нормирующие преобразователи;

к) датчики, нормирующие преобразователи и устройства, общие для нескольких групп потребителей.

Потребители всех групп, кроме средств вычислительной техники, должны быть разделены на подгруппы по технологическому принципу: для турбинного и котельного отделений. Питание каждой группы и подгруппы должно осуществляться через самостоятельные аппараты защиты.

В качестве источников оперативного тока могут быть использованы:

шины разных секций особо ответственных потребителей 0,4 кВ своего энергоблока (для блоков, имеющих дизель-генераторы, от секций, подключенных к последним);

шины 0,4 кВ особо ответственных потребителей соседнего энергоблока, от которых не резервируется электропитание с.н. 0,4 кВ данного энергоблока;

инверторы агрегатов бесперебойного питания (АБП) или преобразователи, подключенные к аккумуляторной батарее;

шины щита постоянного тока 220 В данного блока.

Электропитание аппаратуры нескольких устройств, выполняющих одну общую функцию, производится от одних и тех же источников с общим автоматом защиты таким образом, чтобы исключить возможность неправильных действий при потере питания какого-либо из аппаратов. На рис. 4.7.1,а приведена схема организации питания для ТЭС с использованием информационно-вычислительных систем (ИВС)

как вспомогательного средства контроля и реализации технологических защит на аппаратуре УКТЗ-М. На рис. 4.7.1, б приведена схема питания для ТЭС с использованием ИВС в качестве основного средства контроля с применением функционально-группового управления.

Технологические защиты, выполненные на базе крупногабаритных реле (проекты 70-х годов и ранее), питаются постоянным током 220 В от двух вводов одной аккумуляторной батареи, работающей совместно с подзарядным агрегатом. Разделение на два ввода сделано для удобства отыскания «земли» в цепях постоянного тока: левый ввод в устройства АВР – рабочее питание, правый – резервное.

По [20] следует принимать дополнительные меры по повышению надежности электропитания сборок задвижек запорных и регулирующих органов, обеспечивающих отключение основного оборудования в аварийных ситуациях, а также сборок оперативного тока, питающих управление вращающихся механизмов, требующих срочного отключения. К числу этих мер относятся:

резервирование питания этих сборок и механизмов только с помощью АВР;

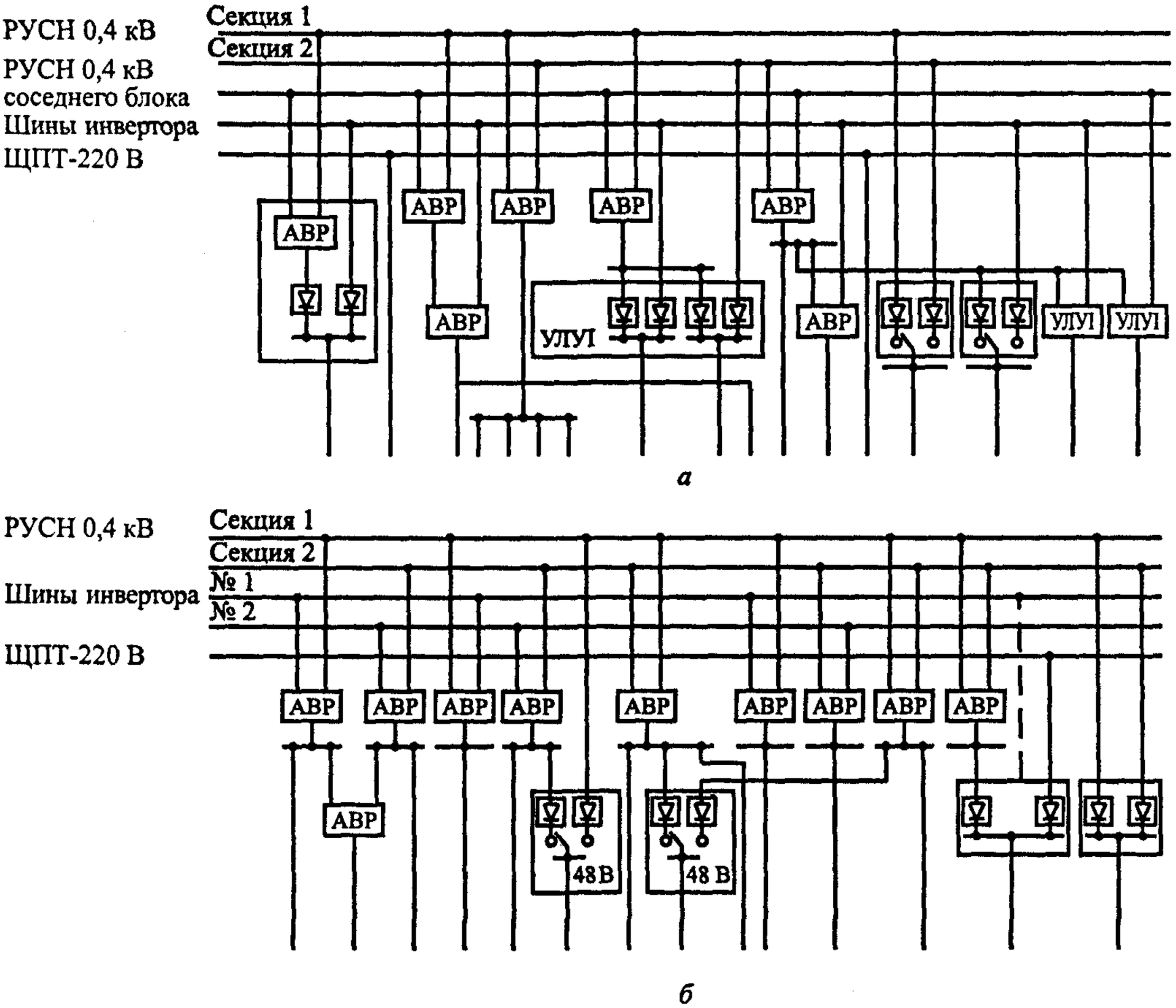


Рис. 4.7.1. Схема организации питания оперативным током АСУ ТП ТЭС при использовании ИВС в качестве вспомогательного (*а*) и основного (*б*) средства контроля. Левый ввод в устройства АВР – рабочее питание, правый – резервное. Пунктиром показан ввод резервного питания в случае, если вместо аппаратуры УКТС применена аппаратура производства ПО «Средазэлектроаппарат»

разделение трасс взаиморезервирующих кабельных линий путем прокладки их в разных кабельных сооружениях.

Надежность электрического питания устройств контроля и управления обеспечивается также четким разграничением обязанностей персонала цеха ТАИ и электроцеха по обслуживанию сборок питания.

В соответствии с [4] цех ТАИ производит техническое обслуживание и ремонт сборок задвижек, за исключением ввода питания и автоматического ввода резервного электропитания этих сборок. Техническое обслуживание и ремонт вводов питания щитов управления и сборок задвижек до первого пакетного выключателя, а также кабелей питания устройств оперативного тока, закрепленных за цехом ТАИ, проводится персоналом электроцеха.

Вместе с тем с учетом сложившейся организационной структуры и установленных функций подразделений [24] границы обслуживания на конкретных электростанциях могут отличаться от указанных и должны быть утверждены руководством ТЭС.

4.7.5. Температура окружающего воздуха, влажность, вибрация, радиация, напряженность внешних электрических и магнитных полей, импульсные перенапряжения, радио- и импульсные помехи и интенсивность электростатических разрядов, а также запыленность в местах установки технических средств системы управления (АСУТП) не должны превышать значений, допускаемых стандартами и техническими условиями.

В местах расположения технических средств в помещениях технологических цехов температура в нормальных условиях должна находиться в пределах +10 ÷ +50 °С, относительная влажность не более 90 %. В аварийных режимах, характеризующихся образованием течей технологического оборудования, температура и относительная влажность допускаются соответственно 75 °С и 100 %.

В помещениях щитов управления, где расположены технические средства системы контроля и управления (АСУТП), температура и относительная влажность должны быть не выше соответственно 25 °С и 40–80 %. В аварийных режимах, обусловленных неисправностью систем кондиционирования воздуха, указанные параметры могут быть соответственно 35 °С и 90 %.

Система кондиционирования воздуха должна содержаться в состоянии, обеспечивающем надежное функционирование технических средств, систем управления.

Нормальная работа и надежность технических средств системы управления существенно зависят от условий окружающей среды в месте их установки. Так, при повышенной температуре воздуха значительно изменяются характеристики элементной базы аппаратуры (полупроводниковых приборов, резисторов, конденсаторов и др.). Это приводит к увеличению погрешности приборов и сокращению срока их службы.

Повышенная влажность окружающего воздуха при наличии в нем агрессивных примесей вызывает окисление, загрязнение и коррозию контактных систем и элементов точной механики. В результате нарушаются контакты в электротехнических цепях, уменьшается сопротивление между проводящими шинами в печатных схемах, происходят сбои и отказы релейных и полупроводниковых устройств, электротехнической аппаратуры, механической части регистрирующих устройств.

К нарушению нормальной работы и отказам этих средств приводят также повышенная вибрация, воспринимаемая через строительные и несущие конструкции от вращающихся агрегатов и механизмов, постоянные и переменные магнитные поля.

Требования к условиям эксплуатации технических средств системы управления определяются стандартами и техническими условиями на каждое изделие или систему [25, 26]. Особые требования предъявляются к условиям эксплуатации устройств, содержащих микросхемы.

В зависимости от условий окружающей среды предусмотрено две категории помещений, где размещаются технические средства системы управления. К первой из них относятся помещения, где расположено технологическое оборудование, в отдельных местах которых температура окружающего воздуха может достигать 50 °С. В этих помещениях располагаются обычно исполнительные механизмы, первичные преобразователи, кабельные коммуникации и др. Ко второй категории относятся помещения, где располагается различная электротехническая аппаратура, панели реле, электронные регуляторы, средства вычислительной техники и др. В этих помещениях температура окружающего воздуха в штатных режимах не должна превышать 25 °С.

Серьезное внимание следует уделять предотвращению попадания пыли в эти помещения, для чего необходимо тщательное уплотнение в местах ввода кабелей. В этих помещениях климатические условия должны обеспечиваться установками кондиционирования воздуха.

Создание и поддержание требуемых условий эксплуатации технических средств систем управления – важнейшие задачи проектировщиков и эксплуатационников.

4.7.6. Щиты шкафного типа должны быть заземлены, тщательно уплотнены, иметь постоянное освещение, штепсельные розетки на 12 и 220 В. Дверцы щитов должны запираться. Штепсельные розетки должны быть подключены к сети освещения помещений.

Телефонная связь между сборками задвижек, панелями аппаратуры защиты, местными щитами управления и блочным или групповым щитом управления должна быть в исправном состоянии.

Большинство технических средств системы управления, составляющих подсистемы контроля, автоматического регулирования, защит, дистанционного управления и др., располагаются в шкафах и панелях, образующих низковольтные (напряжением до 1 000 В) комплектные устройства (НКУ). Технические требования к НКУ определяются соответствующим ГОСТ и правилами [28, 29].

Требование заземления щитов обеспечивает защиту обслуживающего персонала от поражения электрическим током при повреждении изоляции электричес-

ких проводок и устройств, находящихся в шкафу. Наличие дверей у шкафов предотвращает несанкционированный доступ, а уплотнение шкафов соответствует требованиям пыле- и влагозащищенности. Предусмотренные устройства разветвленной телефонной связи между шкафами необходимы при проверке коммутации, наладке аппаратуры и проведении испытаний.

4.7.7. Аппаратура, установленная на панелях, пультах и по месту, первичные преобразователи, запорная арматура импульсных линий, а также сборки зажимов оснащаются четкими надписями, указывающими их назначение.
Щиты, переходные коробки, исполнительные механизмы, все зажимы и подходящие к ним кабели, провода и жилы кабелей, а также трубные соединительные (импульсные) линии должны иметь маркировку.

В различных местах электростанции размещается большое количество технических средств системы контроля и управления. Использование, обслуживание и ремонт этих технических средств осуществляются лицами разных профессий и квалификации. Все это требует выполнения особых мероприятий, обеспечивающих ориентацию в назначении и местах расположения технических средств системы управления, а также относящихся к ней электрических и трубных проводок. К таким мероприятиям относятся:

цифробуквенная маркировка всех технических средств (монтажных единиц), установленных на электростанции: пультов, панелей, шкафов, переходных коробок, исполнительных механизмов, первичных преобразователей и др.;

выполнение надписей о назначении технических средств;

маркировка проводов, жил кабелей, самих кабелей и импульсных линий в соответствии с проектом.

Применяемая в проектах выпуска после 1984 г. цифробуквенная маркировка монтажных единиц [21] содержит восемь знаков и позволяет определить принадлежность устройства системы управления к конкретному технологическому узлу, а также характер выполняемой им функции (например, регулирование, контроль и т. п.) или измеряемый параметр.

Эти мероприятия способствуют уменьшению возможных ошибок при наладке и эксплуатационном обслуживании устройств системы управления. Они значительно облегчают поиск и устранение неисправностей, возникающих в процессе эксплуатации.

4.7.8. У заборных устройств, первичных преобразователей и исполнительных механизмов должны быть площадки для обслуживания.

Заборные устройства измерительных преобразователей располагаются непосредственно на трубопроводах, коллекторах, коробах, корпусах оборудования, стенках котлов. К ним, как и к некоторым измерительным преобразователям (термопарам, термометрам сопротивления и др.), часто бывает затруднен, а иногда и невозможен, свободный доступ. Это же относится к некоторым исполнительным механизмам регулирующих и запорных органов. Поэтому у заборных устройств,

измерительных преобразователей и исполнительных механизмов, расположенных в труднодоступных местах, должны быть выполнены дополнительные площадки и лестницы.

4.7.9. Прокладки силовых и измерительных кабельных линий к средствам управления должны соответствовать противопожарным требованиям.
Объем и периодичность проверки изоляции силовых и измерительных кабельных линий должны соответствовать действующим правилам.
Совмещение в одном кабеле цепей измерения с силовыми и управляющими цепями запрещается.

Внешние электрические соединения систем управления должны выполняться контрольными кабелями только с медными жилами. В местах, где возможны механические повреждения, контрольные кабели должны прокладываться в защитных трубах, коробах и лотках. Они должны быть также защищены от тепловых излучений. Основные требования к монтажу электрических проводок определены в [27, 28].

Контрольные кабели должны иметь маркировку на концах, в местах поворота трассы и местах прохода через перегородки и перекрытия. Такая же маркировка в пределах каждого помещения должна быть у защитных труб и коробов.

При концевой разделке контрольных кабелей должны быть обеспечены:

надежная изоляция жил, освобожденных от оболочки;

возможность присоединения жил к колодкам зажимов без натяга и скрутки концов;

заземление металлической оболочки и брони кабеля;

заливка места разделки для предотвращения попадания влаги под оболочку кабеля;

изоляция и маркировка свободных жил.

Для маркировки жил кабеля и проводов должны применяться нормализованные оконцеватели.

При наращивании или замене участка контрольного кабеля с металлической оболочкой соединение жил кабеля должно производиться в герметичной муфте; в среднем на каждые 50 м одного кабеля должно быть не более одной муфты.

В полностью смонтированных электрических схемах необходимо проверить фазировку и полярность силовых цепей и цепей питания, а также провести испытание изоляции с определением ее сопротивления.

Испытание изоляции относительно земли электрически связанных цепей устройств системы управления и всех других вторичных цепей каждого присоединения, а также между электрически не связанными цепями, находящимися в пределах одной панели (за исключением цепей и элементов, рассчитанных на напряжение 60 В и ниже), должно производиться напряжением 1 000 В переменного тока в течение 1 мин при включении после монтажа. Такому же испытанию должна подвергаться изоляция между жилами контрольных кабелей тех цепей, в которых короткое замыкание между жилами может привести к неправильным действиям устройств системы управления (цепи технологических защит, регуляторов, устройств функционально-группового управления и др.). В последующей эксплуатации изо-

ляция цепей должна испытываться либо указанным способом, либо выпрямленным напряжением 2 500 В от мегаомметра или специальной установки.

Сопротивление изоляции, электрически связанных цепей устройств системы управления относительно земли, а также между цепями различного назначения, электрически не связанными между собой, должно поддерживаться для каждого присоединения на уровне не ниже 1 МОм. Сопротивление изоляции вторичных цепей, рассчитанных на рабочее напряжение 60 В и питающихся от отдельного источника или через разделительный трансформатор, должно поддерживаться не ниже 0,5 МОм. Сопротивление изоляции измеряется мегаомметром в первом случае на 1 000–2 500 В, а во втором – 500 В. Результаты измерения оформляются протоколом.

Приборы, аппараты и проводки, не допускающие испытания таким мегаомметром, на время испытаний должны быть отключены.

В разветвленных электрических цепях устройств системы управления могут возникать помехи в виде наводок, а также хаотических всплесков напряжения. Такие помехи в измерительных устройствах вызывают значительные погрешности, а также приводят к неправильным действиям технологических защит, регуляторов и др. Одной из причин появления указанных помех является совмещение в одном кабеле измерительных, управляющих и силовых цепей, поэтому такое совмещение запрещается. Помехоустойчивость систем измерения и управления должна обеспечиваться при проектировании.

4.7.10. Уплотнения мест прохода кабелей и импульсных линий через стены, разделяющие помещения, и уплотнения вводов кабелей и импульсных линий в щиты и панели должны обеспечивать плотность или герметичность в соответствии с правилами пожарной безопасности. Проверка состояния уплотнений должна производиться после капитального ремонта и по мере необходимости.

Правила прокладки кабелей и импульсных труб через проемы и перекрытия регламентируются [22, 27].

Уплотнения мест прохода кабелей и импульсных линий через стены и проемы обусловлена необходимостью препятствия распространения пожара при его возникновении. Кроме того, уплотнение проемов защищает помещения, где расположена электротехническая аппаратура, а также щиты и панели, от проникновения пыли из технологических цехов.

Проходы кабелей напряжением до 1 000 В через несгораемые стены и межэтажные перекрытия должны быть выполнены в отрезках труб или коробах, а через сгораемые – в отрезках стальных труб. В местах прохода проводов и кабелей через стены, перекрытия или их выходы наружу зазоры между кабелями, проводами и трубой (коробом и проемом) должны быть заделаны легко удаляемой массой из несгораемого материала. Уплотнения выполняются с каждой стороны прохода. Места прохода трубных проводок через стены и перекрытия также должны быть уплотнены негорючими материалами.

4.7.11. Импульсные линии должны быть плотными. После капитального ремонта оборудования все импульсные линии следует продувать. Линии, в которые возможно попадание воздуха или

шлама, кроме того, должны продуваться с периодичностью, установленной местной инструкцией.
Первичные запорные органы на отборных устройствах при эксплуатации должны обеспечивать возможность отключения импульсных линий при работе оборудования. Ремонт первичных запорных органов и все операции с ними (открытие, закрытие) должен осуществлять персонал, обслуживающий технологическое оборудование.

Импульсные линии соединяют точки измерения давления (отбора импульса) жидких и газообразных сред с измерительными преобразователями давления, уровня, расхода и др. Они заполнены либо измеряемой средой, либо разделительной жидкостью.

От состояния импульсных линий в значительной мере зависит погрешность, инерционность и надежность измерения параметра. Погрешность измерений увеличивается из-за неплотностей (свищей, присосов) в импульсных линиях измерительных преобразователей перепадов давлений. Погрешность увеличивается при перетоках через уравнительные линии, изменении плотностей заполняющей или разделительной жидкости вследствие ее неравномерного прогрева, образования воздушных мешков.

Инерционность измерительных преобразователей увеличивается, если неправильно выбраны (занижены) диаметры импульсных линий или если эти диаметры на отдельных участках уменьшаются за счет засорения, отложения солей, частичного замерзания или скопления влаги.

Вместе с тем у преобразователей, измеряющих пульсирующее давление, как например, разряжение (давление) в топочной камере, импульсные линии должны быть задросселированы.

Значительные нарушения плотности импульсных линий, полное забивание их сварочным гратом, шламами, солевыми отложениями могут привести к отказу измерительного преобразователя. Все это определяет особые требования к сортаменту импульсных труб, их прокладке, испытаниям и обслуживанию во время эксплуатации.

Общие требования к импульсным линиям определены [23, 27], где изложены правила прокладки трубных проводок, их испытаний и др. Основные требования, регламентирующие порядок приемки трубных проводок системы управления, изложены в [23].

Если сортамент труб для импульсных линий выбран правильно, их прокладка и монтаж выполнены в соответствии с нормами и инструкциями, проведены испытания на прочность и плотность, то в эксплуатации они не требуют особого обслуживания, необходимы лишь их систематические осмотры и продувки. Во время осмотра должна проверяться главным образом их плотность. Пропуск продувочной арматуры и уравнительных вентилей обнаруживается по нагреву импульсных линий, свищи – визуально и по шуму.

Засорение импульсных линий определятся по изменению чувствительности и инерционности измерительных преобразователей и устраняется продувкой. Последняя должна проводиться после капитальных ремонтов оборудования, проведения сварочных работ на импульсных линиях и по графику, в котором периодичность продувки должна быть выбрана на основании опыта эксплуатации импульс-

ных линий разного назначения. Продувка импульсных линий одного из преобразователей может привести к неправильной работе других и в этих случаях должны применяться особые меры предосторожности: отключение устройств, на которые воздействуют данные преобразователи, оповещение вахтенного персонала и др.

Все работы на импульсных линиях (продувка, опрессовка, отключение и др.) должны производиться по нарядам. При продувке следует иметь в виду, что к некоторым заборным устройствам (измерительным диафрагмам, импульсным перемычкам и др.) могут быть параллельно подключены несколько измерительных преобразователей, используемых в различных подсистемах, например технологический контроль, автоматические регуляторы, защиты. Общий порядок продувки импульсных линий определен в инструкциях по эксплуатации устройств системы управления.

4.7.12. Регулирующие и запорные органы, используемые в системах управления и оснащенные серводвигателем (электроприводом), должны удовлетворять техническим требованиям по плотности, расходным характеристикам и люфтам. При закрытии плотность должна обеспечиваться воздействием системы дистанционного или автоматического управления без «дозакрытия» вручную.

Ремонт регулирующих и запорных органов, сочленений их с исполнительными механизмами, демонтаж и ремонт электроприводов, а также установка их на место должны выполняться персоналом, ремонтирующим технологическое оборудование, а приемка – персоналом, обслуживающим системы управления.

Изменение состояния регулирующих и запорных органов в соответствии с воздействием системы управления определяет возможность нормального функционирования самой системы. К числу основных показателей, определяющих качество регулирующих и запорных устройств, относятся:

расходная характеристика регулирующего органа совместно с исполнительным механизмом, т. е. зависимость расхода среды от положения регулирующего органа;

плотность в закрытом положении;

величина люфта.

Основные требования к этим и другим показателям арматуры регламентированы документами [3, 30, 31].

Для регулирующих органов котельного и турбинного оборудования, питательно-деаэрационной установки и других технологических систем расходные характеристики должны быть близки к линейным и отличаться по крутизне от оптимальной во всех точках не более чем в 1,5 раза. Максимальный пропуск среды через регулирующий орган должен выбираться с учетом необходимости динамического перерегулирования. Запасы на динамическое перерегулирование должны составлять:

по тяге, дутью и подаче топлива – 5 % по расходу;

по расходу питательной воды – 5 %.

Максимальный расход воды на впрыск должен в 2,5 раза превышать его расчетное значение. Регулирующие клапаны дренажей ПВД и ПНД, конденсаторов,

деаэратора должны обеспечивать регулирование уровня в них во всем диапазоне изменения нагрузки турбоагрегата (энергоблока).

Линейные расходные характеристики (при использовании в отечественной практике электрических исполнительных механизмов с постоянной скоростью) обеспечивают постоянство скорости регулирования во всем диапазоне изменения нагрузки. В отдельных случаях оптимальной может быть криволинейная характеристика, например, при обеспечении различных скоростей регулирования в зависимости от нагрузки. В процессе наладки расходные характеристики могут быть улучшены за счет оптимизации профилировки проходного сечения клапана и кинематической схемы сочленения [31].

Форма рабочей характеристики зависит от перепада давлений на регулирующем органе и характеристики самой сети, которые, в свою очередь, зависят от нагрузки. Чем больше перепад давлений, тем круче его расходная характеристика. При перепаде давления, превышающем расчетное значение, определенное заводом – изготовителем арматуры, происходит быстрый эрозионный износ клапана и трубопровода.

Регулирующие клапаны должны обеспечивать максимальный требуемый расход регулируемой среды в полностью открытом состоянии при минимальном перепаде давлений на нем. Выполнение этого условия может быть проверено расчетным путем в соответствии с методикой [31].

Для каждого регулирующего органа необходимо получить расходную характеристику на действующем оборудовании, которая должна храниться вместе с паспортом регулятора. Расходные характеристики необходимо определять также после капитальных ремонтов клапана. Методика определения характеристик приведена в [31]. Регулирующие органы должны иметь минимальные пропуски в закрытом состоянии, не превышающие 3 % максимального расхода [30].

Увеличенный пропуск уменьшает диапазон регулирования, а также затрудняет поддержание регулирующих органов в горячем резерве при открытой запорной арматуре (или при ее отсутствии). Особое значение имеют требования к плотности арматуры пусковых впрысков, регулирующей арматуре питания котлов, регулированию расходов газа и мазута при растопке и др. Люфт в сочленении от исполнительного механизма до рабочего органа не должен превышать 0,25 % его полного хода. Регулирующие органы должны обладать примерно одинаковыми в обоих направлениях перестановочными усилиями.

В соответствии с п. 4.7.2 ремонт регулирующих и запорных органов, их сочленений с исполнительными механизмами, ремонт электроприводов и их установка на месте выполняются персоналом, ремонтирующим основное технологическое оборудование. Снятие, ремонт и установка электродвигателей электроприводов выполняется цехом ТАИ, а перемотка электродвигателей – электроцехом [4]. Вместе с тем, как следует из [4], разграничение зон обслуживания на конкретном энергопредприятии выполняется с учетом существующей организационной структуры, фактически выполняемых подразделением функций и местных условий каждой ТЭС.

4.7.13. Техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт средств управления выполняются в соответствии с графиком, утвержденным техническим руководителем энергообъекта и составленным на основании заводских инструкций или нор-

мативов на сроки и состав технического обслуживания и ремонта.
В случае выполнения ремонта специализированным предприятием сдача средств в ремонт и приемка их из ремонта производятся персоналом цеха тепловой автоматики и измерений (АСУ ТП) энергообъекта.

Своевременное техническое обслуживание и ремонт технических средств является одним из основных способов поддержания их исправного состояния и работоспособности. Нормальное функционирование комплекса технических средств (КТС) и системы управления обеспечивается с помощью системы технического обслуживания и ремонта средств ТАИ [32], которая предусматривает планирование, подготовку и проведение следующих видов работ:

технического обслуживания;

текущего ремонта;

капитального ремонта.

Техническое обслуживание предусматривает проведение комплекса мероприятий по поддержанию работоспособности и исправности устройств системы управления. К ним относят, например, чистку реохордов, смазку редукторов лентопроводящих механизмов вторичных приборов, проверку нуля датчиков, продувку импульсных линий, опробование технологических защит и др. Состав и периодичность технического обслуживания средств ТАИ определяется отраслевыми нормативными документами. Для устройств, на которые эти документы не распространяются, состав и периодичность технического обслуживания должны устанавливаться энергопредприятиями на основании заводской документации и опыта эксплуатации.

Текущий ремонт предусматривает выполнение работ для обеспечения или восстановления работоспособности устройств системы управления и состоит в замене или восстановлении отдельных частей. Необходимость текущего ремонта (кроме средств измерений) заранее не планируется. Она определяется по результатам контроля технического состояния устройства, осуществляемого при его техническом обслуживании и устранении отказа в работе. Для средств измерений планируется проведение текущего ремонта перед ведомственной или государственной поверкой.

Капитальный ремонт предусматривает комплекс работ для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса устройств системы управления с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые. Объем капитального ремонта должен определяться по результатам дефектации составных частей устройства при полной его разборке. Периодичность проведения капитального ремонта установлена отраслевыми нормативными документами. Для устройств, на которые эти нормативы не распространяются, периодичность капитального ремонта должна устанавливаться энергопредприятием на основании заводской документации и опыта эксплуатации.

Техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонты должны выполнять цеха ТАИ электростанций и тепловых сетей. Для этой цели на энергопредприятии создаются участки, лаборатории, мастерские в соответствии с [33] и [4]. В случае необходимости для выполнения ремонта привлекаются специализированные ремонтные предприятия. Цеха ТАИ ТЭС и тепловых сетей должны ежегодно

составлять графики технического обслуживания и ремонта технических средств, которые должны утверждаться главным инженером энергопредприятия. Графики технического обслуживания составляются с учетом действующих отраслевых нормативов, например для технологических защит [36-38].

4.7.14. Ввод в эксплуатацию технологических защит после монтажа или реконструкции выполняется по разрешению технического руководителя энергообъекта.

Технологические защиты (ТЗ) являются наиболее ответственными устройствами системы управления, поэтому их элементы и схемы должны обладать повышенной надежностью.

После включения в работу ТЗ находятся в стерегущем режиме, ожидая запроса на срабатывание. Так как запрос может произойти в любой момент времени, ТЗ должны находиться в постоянной готовности к срабатыванию. Находясь в режиме ожидания, элементы ТЗ (первичные преобразователи, импульсные линии, вторичные приборы, контактные группы реле и др.) могут терять свою работоспособность, в результате чего могут произойти либо отказы, либо ложная работа ТЗ. Наиболее опасны отказы защит.

В этих случаях, если возникновение аварийной ситуации не будет замечено оперативным персоналом, возможны тяжелые последствия: поломка или разрушение оборудования, травмы и гибель людей.

Ложные или неправильные действия ТЗ также приносят ущерб производству из-за простоя оборудования, нарушения режима его работы, дополнительных затрат на восстановление.

Технологические защиты во взаимодействии с блокировками и сигнализацией выполняют достаточно сложные программы дискретных операций. При отказах или неправильных действиях ТЗ эти операции должен выполнить оперативный персонал. До ввода защит в работу персонал должен быть соответствующим образом подготовлен. В соответствии с [23, 34] при приемке ТЗ после монтажа, реконструкции и капитального ремонта оборудования необходимо выполнить комплексное испытание, которое проводится комиссией из представителей технологических цехов, цеха ТАИ, наладочной организации, заводов-изготовителей оборудования. По результатам комплексных испытаний защит должен быть составлен акт.

Ввод технологических защит в эксплуатацию производится по распоряжению главного инженера энергопредприятия, что оформляется соответствующей записью в журналах распоряжений технологического цеха и цеха ТАИ. Порядок включения технологических защит при пуске оборудования после остановов определен инструкциями по пуску оборудования, например [35].

4.7.15. Технологические защиты, введенные в постоянную эксплуатацию, должны быть включены в течение всего времени работы оборудования, на котором они установлены.

Вывод из работы исправных технологических защит не допускается.

Защиты должны быть выведены из работы в следующих случаях:

при работе оборудования в переходных режимах, когда необходимость отключения защиты определена инструкцией по эксплуатации основного оборудования;
при очевидной неисправности защиты. Отключение производится по распоряжению начальника смены электростанции с обязательным уведомлением технического руководителя и оформляется записью в оперативной документации;
для периодического опробования, если оно производится на действующем оборудовании.
Не производятся ремонтные и наладочные работы в цепях включенных защит.

На современных энергопредприятиях эксплуатируется сложное и дорогостоящее теплоэнергетическое оборудование. Им управляет оперативный персонал, количество которого сводится до минимума. В этих условиях большое значение имеет автоматическая защита оборудования от повреждения при аварийных ситуациях. Такую задачу решают технологические защиты. Поэтому они должны быть включены на действие в течение всего времени работы оборудования, на котором установлены.

Настоящими правилами запрещен пуск оборудования, если его защиты неисправны. На работающем оборудовании запрещается также отключение защит, исправность которых подтверждена опробованием по плану-графику, определенному [34]. Отключение технологических защит разрешается только в случаях, оговоренных настоящим пунктом, в порядке, установленном [34]. Отключение неисправных защит необходимо зафиксировать записями в оперативных журналах цеха ТАИ и начальника смены блока с указанием времени и причины отключения. Такой жесткий порядок вывода технологических защит с обязательным уведомлением главного инженера энергопредприятия установлен для обеспечения быстрейшего устранения неисправностей.

Электрическая схема защит и блокировок выполняется так, чтобы исключить возможность вмешательства персонала в ее действие до полного выполнения операций, предусмотренных алгоритмом. Поэтому любое ошибочное действие персонала при проведении ремонтных или наладочных работ в цепях ТЗ без их отключения, приведшее к срабатыванию защиты, вызывает останов основного оборудования со всеми вытекающими последствиями. Это может быть следствием, например, замыкания контактов первичных приборов, продувки импульсных линий, возникновения «земли» в схеме и др.

Вследствие этого запрещается производить какие-либо наладочные и ремонтные работы в цепях, включенных в действие технологических защит. На работающем оборудовании такие работы могут производиться только по нарядам и на отключенных защитах. Особо тщательно должны производиться работы по отысканию «земли» в цепях защит. Эти работы должны выполняться в порядке, установленном [34].

4.7.16. Периодическое опробование технологических защит должно производиться согласно графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта. При недопустимости проверки исполнительных операций защит в связи с тепловым

состоянием защищаемого оборудования опробование защиты производится без воздействия на исполнительные устройства.

Перед пуском защищаемого оборудования после его капитального и среднего ремонта, а также после проведения ремонта в цепях технологических защит проверяется исправность и готовность защит к включению путем опробования на сигнал каждой защиты и действия защит на все исполнительные устройства.

Перед пуском защищаемого оборудования после его простоя более 3 сут 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.

Опробование защит с воздействием на оборудование производится после окончания всех работ на оборудовании, участвующем в работе защит.

Технологические защиты, являющиеся системами дискретного действия, работают в режиме ожидания исходных событий, требующих их функционирования. Запрос на срабатывание ТЗ может произойти в любой момент времени, поэтому система должна находиться в состоянии постоянной готовности к срабатыванию.

Техническое обслуживание таких систем заключается в периодическом проведении проверок их работоспособности, направленных на своевременное обнаружение и последующее устранение обнаруженных отказов [39]. Периодичность опробования технологических защит рекомендована нормами [36–38] и определена из условий обеспечения максимальной вероятности безотказной работы защит и минимальных затрат на их обслуживание. Эти нормы относятся к ТЗ, выполненным с применением различных типов аппаратуры: крупногабаритных реле, аппаратуры типа УКТЗ производства «Средазэлектроаппарат», аппаратуры типа УКТС. Кроме того, Правила требуют дополнительного опробования после ремонта элементов или схем защит, а также перед пуском технологического оборудования после его простоя более 3 сут. В первом случае опробуются импульсная и исполнительная части защит; во втором – проводится так называемое комплексное опробование, целью которого является проверка действия всех устройств, обеспечивающих выполнение защитных операций.

Срок простоя оборудования, после которого не требуется опробование технологических защит и АВР, установлен в 3 суток. Это сделано с учетом того, что число кратковременных остановов оборудования (в основном в резерв на выходные и праздничные дни) непрерывно возрастает, а опробование защит связано с достаточно большими затратами труда и времени. Кроме того, при плановых остановах оборудования на короткий срок и при условии, что на оборудовании и в защитах не производятся ремонтные работы, отказов в элементах технологических защит практически не бывает.

Опробование исполнительных операций защит разрешается проводить только в том случае, если это допускает тепловое состояние оборудования (отсутствуют давление, вакуум, расхоложены элементы установки). В противном случае выполняется опробование только импульсной части технологических защит.

4.7.17. Средства технологических защит (первичные измерительные преобразователи, измерительные приборы, ряды зажимов, ключи и переключатели, запорная арматура импульсных линий и др.) должны иметь внешние отличительные признаки (красный цвет и др.).
Панели защит с обеих сторон и установленная на них аппаратура оснащаются надписями, указывающими их назначение.
На шкалах приборов отмечаются значения уставок срабатывания защит.

Элементы импульсной и исполнительной части технологических защит располагаются на месте установки среди аналогичных устройств ТАИ другого назначения. В таких условиях не исключается возможность ошибочных действий персонала при обслуживании или ремонте оборудования.

В целях обеспечения более внимательного отношения оперативного и ремонтного персонала к устройствам технологических защит последние должны иметь следующие внешние отличительные признаки:

выделение окраской измерительных преобразователей, вторичных приборов, используемых в схемах защит, ключей, запорной и продувочной арматуры на импульсных линиях, колодок зажимов и др.;

надписи о назначении на панелях защит (с обеих сторон) и под аппаратурой, размещенной на них;

выделение краской отметок на шкалах приборов, соответствующих уставкам защит, а также рукояток и винтов, которыми последние устанавливаются.

4.7.18. Алгоритмы работы защит определяются заводом-изготовителем защищаемого оборудования и действующими нормативными документами. Значения уставок и выдержки времени срабатывания защит определяются заводом-изготовителем защищаемого оборудования или наладочной организацией. В случае реконструкции оборудования или отсутствия данных заводов-изготовителей уставки и выдержки времени должны быть установлены на основании результатов испытаний.
Устройства для изменения уставок должны быть опломбированы (кроме регистрирующих приборов). Снятие пломб производится только персоналом, обслуживающим средства защиты, с записью об этом в оперативном журнале. Пломбы снимаются только при отключенных средствах защиты.

Каждая технологическая защита должна иметь алгоритм работы, содержащий четкий показатель срабатывания, называемый уставкой защиты, выдержку времени от подачи импульса начала ее действия до срабатывания и перечень выполняе-

мых операций. В качестве уставок защит выбираются: предельно допустимые значения контролируемых технологических параметров, состояние агрегатов, механизмов и устройств (включен-отключен, открыто-закрыто), состояние некоторых процессов, например горения (погасание, потускнение факела и др.). Уставка защит и выдержка времени являются техническими условиями, ограничивающими предельные режимы эксплуатации оборудования. Эти условия зависят от конструкции оборудования, материалов, из которых оно изготовлено, и др.

Алгоритмы работы защит, включая уставки и выдержки времени, обычно определяются заводами – изготовителями оборудования. Они фиксируются в условиях на поставку оборудования. Кроме того, на основе накопленного опыта эксплуатации ведущими научно-исследовательскими и проектными организациями энергетической отрасли для различных типов оборудования были выпущены документы, регламентирующие алгоритмы действия защит [10–17], которые согласованы с основными заводами – изготовителями оборудования.

В тех случаях, когда заводы-изготовители не располагают достаточной информацией для обоснованного выбора уставок защит и выдержек времени или на них нет отраслевых рекомендаций, они определяются на основании специальных испытаний.

Уставки технологических защит, сигнализации, блокировок и АВР заносятся в карту или журнал, согласовываются с технологическими цехами, производственно-техническим отделом, цехом ТАИ и утверждаются главным инженером энергопредприятия.

Ответственность за правильность реализации уставок и выдержек времени при эксплуатации ТЗ несет цех ТАИ. Работники цеха производят пломбирование всей аппаратуры технологических защит, которая имеет устройства для изменения уставок защит и выдержек времени. Они должны следить за целостностью пломб, снимать их при выключенной защите и фиксировать этот факт в оперативном журнале. Такой порядок исключает случайные изменения уставок и выдержек времени ТЗ и АВР. Опломбированию не подлежат только регистрирующие приборы, используемые в схеме защит, так как они открываются для смены диаграммной ленты и заправки перьев. Эти операции должны выполняться с особым вниманием.

4.7.19. При останове оборудования вследствие действия технологических защит должна быть возможность определения защиты, сработавшей первой.
Специальные средства фиксации защиты, сработавшей первой, включая регистраторы событий, находятся во включенном состоянии в течение всего времени работы защищаемого оборудования.
Все случаи срабатывания защит, а также их отказов учитываются, а причины и виды неисправностей анализируются.

При срабатывании одной из технологических защит часто возникают условия для срабатывания ряда других. Для того чтобы в каждом случае срабатывания защит можно было установить причину возникновения аварийной ситуации, в электрические цепи защит вводятся специальные сигнальные реле. При срабатывании первой защиты на сигнальном реле выпадает флажок (блинкер), включение сигнальных реле остальных защит при этом блокируется. Действие сигнального реле

приводит также к появлению светового и звукового (аварийного) сигналов на щите управления. У защит, действующих с выдержкой времени, сигнальное реле должно срабатывать с такой же выдержкой.

В последнее время с помощью средств вычислительной техники решаются задачи фиксации и анализа аварий. При этом осуществляются автоматическая регистрация и представление на дисплее последовательности срабатывания защит во времени, в темпе процесса. Кроме того, осуществляется регистрация ряда параметров и состояния оборудования, предшествующих аварийной ситуации, а также регистрируются аварийные события: последовательность действия запорных органов, механизмов и агрегатов и др.

4.7.20. Регуляторы, введенные в эксплуатацию, поддерживаются в состоянии, обеспечивающем поддержание технологических параметров, регламентированных нормативными документами. Отключение исправных автоматических регуляторов допускается только в случаях, указанных в инструкциях по эксплуатации.

Сложное и дорогостоящее оборудование современной ТЭС создает повышенные требования к точности поддержания основных регулируемых параметров, что обеспечивает экономичность и надежность работы оборудования. На современном энергоблоке мощностью 200 МВт имеется до 60 регулируемых параметров, которые необходимо поддерживать на заданном уровне. Причем требуемая высокая точность поддержания регулируемых параметров, определяемая [3] и [40], делает весьма затруднительным обеспечение этого оперативным персоналом вручную, без включенных автоматических регуляторов, особенно в переходных режимах. Поэтому все предусмотренные проектом автоматические регуляторы после монтажа и наладки и принятые в эксплуатацию в соответствии с [23] должны постоянно находиться в эксплуатации во включенном состоянии.

Качество работы автоматических регуляторов в основном зависит как от состояния основного технологического оборудования, так и настройки самого регулятора. Требования к основному оборудованию определяются [3]. Настройка самих автоматических регуляторов производится во время наладочных работ и корректируется в процессе эксплуатации персоналом ТАИ. Наладка регуляторов выполняется в соответствии с рекомендациями [41–44].

Инструкции по эксплуатации автоматизированного оборудования и самих автоматических регуляторов должны содержать четко оговоренные ситуации, при которых требуется отключение регулятора. Отключение регулятора должно фиксироваться в оперативном журнале.

4.7.21. Технологическое оборудование должно соответствовать требованиям настоящих Правил и техническим условиям заводов – изготовителей автоматизированного оборудования.

Успешная работа средств автоматизации энергооборудования предъявляет ряд требований к самому технологическому оборудованию.

Персонал цехов ТАИ при проведении работ, связанных с поддержанием устройств системы управления в исправном состоянии и особенно систем автоматического

регулирования, логического управления, технологических защит и др., должен обращать внимание на соответствие состояния технологического оборудования и режимов его работы требованиям соответствующих разделов настоящих Правил.

Требования к технологическому оборудованию, определяемые условиями их автоматизации, достаточно полно сформулированы в [3]. Несмотря на то что этот документ является обязательным для блоков 300 МВт и выше, изложенные в нем положения практически полностью применимы для энергоустановок других типов, котлов и турбин станций с поперечными связями и энергоблоков меньшей мощности. Эти требования в основном ориентированы на проектные институты и заводы – изготовители технологического оборудования. Вместе с тем с помощью этих требований работники эксплуатации электростанций могут ориентироваться при рассмотрении технических условий и проектов поставляемого оборудования и систем его автоматизации.

Основные требования к оборудованию, определяемые условиями его автоматизации:

для повышения надежности работы энергоустановок и упрощения систем регулирования оборудование блока и его тепловая схема должны выполняться таким образом, чтобы задачи управления решались с помощью минимального числа органов управления;

регулирующие и запорные органы должны быть выполнены в соответствии с пояснениями к п. 4.7.12;

каждый регулирующий орган должен существенно влиять на тот параметр, для воздействия на который предназначен, и слабо влиять на другие регулируемые параметры. Это позволяет устранить вредные взаимосвязи;

следует стремиться к тому, чтобы регулирующее воздействие оказывало малоинерционное влияние на регулируемый параметр по сравнению с возмущениями, действующими в эксплуатационных условиях;

системы дренажей должны так группироваться, чтобы обеспечить возможность управления ими посредством минимального числа запорных органов;

требуемые показатели топочного процесса следует обеспечивать без регулирования подачи топлива и воздуха на каждую горелку. Это способствует минимизации органов управления;

рециркуляция дымовых газов не должна применяться в качестве средства регулирования температуры вторичного пара, так как она оказывает существенное влияние на основные регулируемые параметры тракта первичного пара;

на котлах, предназначенных для сжигания двух видов топлива, предпочтительна установка горелок, допускающих одновременное сжигание обоих видов топлива в одних и тех же горелках;

пылепитатели и питатели сырого угля в комплекте с устройствами управления ими должны обладать стабильными характеристиками и линейной зависимостью производительности от числа оборотов.

4.7.22. По каждому контуру регулирования, введенному в эксплуатацию, на электростанции должны быть данные, необходимые для восстановления его настройки после ремонта или замены вышедшей из строя аппаратуры.

Данные о значениях параметров настройки регуляторов, необходимые для контроля правильности их установки и восстановления настройки приборов после

ремонта или замены вышедшей из строя аппаратуры, в соответствии с [46] заносятся в карту заданий авторегуляторов. В эти карты вносятся данные о положении лимбов настроечных потенциометров и переключателей, значения переменных, установленных при наладке регулятора, дата и подпись лица, производившего настройку. Карта выполняется на плотной бумаге, хранится в корпусе каждого находящегося в эксплуатации регулирующего и функционального прибора, имеющего органы настройки. Эти карты можно размещать в общем кармане внутри шкафа, на панели либо вести в форме журнала дежурного персонала, находящегося на его рабочем месте. Для микропроцессорных приборов карты заданий можно выполнять в виде перечней используемых переменных, в которых указывают величины переменных, установленных при наладке прибора. К карте настроек должны также прилагаться программа функционирования и структурная схема.

В общем случае при использовании программируемых средств в системах автоматического регулирования комплект документов, необходимых для восстановления настройки регуляторов, рекомендуется разместить вблизи пульта, с которого производится настройка.

4.7.23. Ввод в эксплуатацию средств программного (логического) управления после наладки или корректировки технологических алгоритмов управления должен производиться по распоряжению технического руководителя энергообъекта.

Логическое и дискретное управление [45] предназначается для организации автоматического управления агрегатами, автоматическими устройствами и функционально связанными группами технологического оборудования по заранее заданным алгоритмам (программам).

Логическое управление строится по иерархическому принципу. На верхнем уровне решаются задачи координации действия и включения (отключения) логических автоматов более низких уровней иерархии. На этих уровнях организуется управление отдельными технологическими установками, узлами и агрегатами. Путем дискретного воздействия на исполнительные органы в соответствии с заданными алгоритмами (программами) производится пуск или останов оборудования.

На самом нижнем уровне решаются задачи непосредственного управления исполнительными устройствами с учетом приоритетов различных воздействий. В число исполнительных устройств входят регулирующие органы с исполнительными механизмами, электрофицированная запорная арматура, механизмы собственных нужд (насосы, тягодутьевые машины и другие технологические агрегаты и устройства).

На каждом уровне иерархии предусматривается возможность отключения автоматики с переходом на ручное оперативное управление.

Команды логического управления выполняются в соответствии с пошаговым принципом. Пошаговое логическое управление воспринимает команды оператора или высших уровней иерархии и преобразует их в последовательность дискретных команд управления. Пошаговое управление предусматривает:

контроль состояния оборудования;

переключение запорной арматуры, механизмов, включение (отключение) автоматических регуляторов и др.;

формирование информации о ходе выполнения или завершения программы управления.

Алгоритмы (программы) пошагового управления представляют последовательность отдельных операций, которые необходимо выполнить для решения какой-либо технологической задачи, например, пустить пылесистему, произвести регенерацию фильтров химводоочистки и др. Алгоритмы логического управления разбиваются на отдельные отрезки-шаги. В пределах одного шага объединяются команды, которые могут быть исполнены одновременно.

Команды выдаются лишь при наличии разрешающих условий, в число которых входит сигнал о выполнении предыдущего шага или разрешении оператора. Выполнение команды и наличие разрешающих условий контролируются по времени. Если в течение контрольного времени не соберутся разрешающие условия или не будет выполнена команда, дальнейшая отработка алгоритма прекращается и должен быть выдан сигнал о причинах его останова.

К средствам логического управления также относятся блокировки технологического оборудования, решающие следующие задачи управления:

переключения в технологической схеме объекта при изменении условий или режима работы оборудования;

автоматическое включение резерва.

Как следует из вышеизложенного, средства логического управления (СЛУ) представляют достаточно сложную группу устройств, существенно влияющую на надежность работы оборудования. Проведение испытаний законченных монтажом СЛУ, а также приемка их в эксплуатацию регламентируются [47, 48, 23] и выполняются в несколько этапов.

Такие же предварительные проверки должны производиться и после коррекции технологических алгоритмов. Ввод средств логического управления в эксплуатацию производится только по распоряжению технического руководителя электростанции.

4.7.24. Средства логического управления, введенные в эксплуатацию, должны быть в состоянии, обеспечивающем выполнение соответствующих технологических алгоритмов (программ). Проверка работоспособности средств логического управления производится после проведения ремонтных работ во внешних цепях или в шкафах. Она выполняется персоналом технологического цеха и цеха, обслуживающего систему управления. Проверка должна быть проведена с воздействием на исполнительные органы, если этому не препятствует тепловое состояние оборудования. В противном случае она должна осуществляться без воздействия на исполнительные органы.
Объем и порядок проведения проверок работоспособности регламентируются инструкцией, утвержденной техническим руководителем энергообъекта.

Введенные в эксплуатацию средства логического управления должны быть в работоспособном состоянии, обеспечивающем выполнение технологических программ (алгоритмов). После проведения ремонтных работ – текущего или капитального ремонта во внешних цепях или шкафах логического управления, а также

корректировки технологических программ (алгоритмов) – должна проводиться проверка средств логического управления с воздействием на исполнительные органы неработающего основного оборудования. При недопустимости проверки с воздействием на исполнительные органы в связи с тепловым состоянием оборудования она может осуществляться без воздействия на исполнительные органы. При этом фиксируется наличие команд управления на пусковые устройства.

Объем и порядок проверки должны регламентироваться соответствующей инструкцией, утвержденной техническим руководством электростанции. Проверка работоспособности средств логического управления производится представителями технологического цеха, а также цеха, обслуживающего систему управления, как правило, цеха ТАИ.

4.7.25. На работающем оборудовании производство ремонтных и наладочных работ в исполнительных (внешних) цепях средств логического управления не допускается.
Проведение наладочных работ в шкафах средств логического управления разрешается при условии отключения от них исполнительных цепей. Подсоединение исполнительных цепей к средствам логического управления разрешается только на остановленном оборудовании.

Сложность и разветвленность внешних исполнительных цепей средств логического управления, а также серьезные последствия для технологического оборудования от ошибочных команд на исполнительные устройства вынуждают принимать дополнительные меры для исключения условий, при которых могут возникнуть аварийные ситуации. В связи с этим запрещается проведение ремонтных и наладочных работ в исполнительных цепях средств логического управления при работающем основном оборудовании. По этой же причине запрещается проведение каких-либо работ в шкафах без отключения внешних цепей, а также подключение исполнительных цепей к шкафам средств логического управления на работающем оборудовании, даже если переключатели «дистанционно-логическое управление» находятся в положении «дистанционно».

4.7.26. Все изменения технологических алгоритмов средств логического управления, введенных в эксплуатацию, должны быть утверждены техническим руководителем энергообъекта.

Реконструкция тепловой схемы энергоустановки, а также технологического оборудования требует изменения технологического алгоритма (программы) работы средств логического управления. В ряде случаев на основании опыта эксплуатации возникают условия для оптимизации технологического алгоритма.

Все изменения алгоритмов требуют утверждения технического руководителя электростанции.

4.7.27. В случае, если предусмотренные проектом регуляторы, средства логического управления, функции АСУ ТП не введены в эксплуатацию за срок, установленный для освоения технологического оборудования, должны быть оформлены обоснован-

ные технические решения с указанием причин отказа от внедрения и задание проектной организации на доработку проекта. Технические решения должны быть согласованы с проектной организацией и утверждены руководством энергосистемы.

Время, необходимое на проведение различных этапов пусконаладочных работ, в том числе и для систем регулирования, средств логического управления и других подсистем АСУ ТП, регламентировано в [47].

Вместе с тем возможны некоторые причины, из-за которых не удается ввести в эксплуатацию ряд подсистем управления в период освоения технологического оборудования:

неподготовленность технологического оборудования к автоматизации и, в частности, дефекты регулирующей и запорной арматуры, недостижение расчетной температуры пара по тракту перегревателя и др.;

дефекты технических средств автоматизации, не устраненные заводами- изготовителями;

дефекты проекта автоматизации управления и, в частности, несоответствие алгоритмов автоматических регуляторов, средств логического управления и др. реальным условиям работы технологического оборудования;

техническая нецелесообразность внедрения каких-либо контуров регулирования или средств логического управления конкретных функциональных узлов технологического оборудования.

В этих случаях должны быть оформлены обоснованные технические решения и выданы задания проектной организации на доработку проекта или оформлены рекламации заводам – изготовителям технических средств. Такие технические решения должны быть согласованы с проектной организацией и утверждены энергосистемой.

Список использованной литературы

1. ГОСТ 34003–90. Информационная технология. Термины и определения.
2. Нормы точности измерения технологических параметров ТЭС: РД 34.11.321–88.
3. Требования к оборудованию энергетических блоков мощностью 300 МВт и выше, определяемые условиями их автоматизации. 1976.
4. Типовое положение о цехе тепловой автоматики и измерений: ТП 34-70-010–86. – 1987.
5. Типовые должностные инструкции персонала цеха ТАИ: ТП 34-70-34–84.
6. Тепловые сети: СНиП 2.04.07–88.
7. Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации автоматического регулирования на ТЭС: РД 34.35.101–88. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1990.
8. Котлы паровые давлением до 4 МПа: СНиП 11-35–76.
9. Правила безопасности в газовом хозяйстве. ПБ/12-368–00. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
10. Объем и технологические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования электростанций с поперечными связями и водогрейных котлов. – 1987.
11. Объем и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования моноблочных установок мощностью 250, 300, 500 и 800 МВт. – 1987.
12. Объем и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования блочных установок с барабанными котлами. – 1988.

13. Объем и технические условия на выполнение автоматической защиты теплоэнергетического оборудования электростанций с поперечными связями. – 1965.

14. Объем и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования блочных установок мощностью 300 МВт. – 1970.

15. Объем и технические условия на выполнение технологической защиты теплоэнергетического оборудования блочных установок мощностью 150 и 300 МВт. – 1970.

16. Циркуляр Ц-01–91(Т) «О внесении изменений в схемы технологических защит теплоэнергетического оборудования действующих ТЭС».

17. Технические условия на выполнение технологических защит и блокировок при использовании мазута и природного газа в котельных установках в соответствии с требованиями взрывобезопасности. – 1997.

18. Противоаварийный циркуляр № Ц-03–83(Т) «О повышении надежности электропитания комплектных технологических защит (УКТЗ) и устройств логического управления (УЛУ-1) энергоблоков мощностью 250, 300, 500 и 800 МВт ТЭС».

19. Положение об организации питания оперативным током АСУ ТП энергоблоков мощностью 500 и 800 МВт. – 1986.

20. Циркуляр № Э 4/73 и № Т 1/73 «О повышении надежности управления основными агрегатами действующих ТЭС».

21. Руководящий технический материал (РТМ) ТЭП № 34-9: А ТЭП 03–84 «Маркировка монтажных единиц».

22. Электротехнические устройства: СНиП 3.05.06–85.

23. Правила приемки в эксплуатацию из монтажа и наладки систем управления технологическими процессами ТЭС: РД 34.35.412–82. – 1988.

24. Изменение № 2 Типового положения о электроцехе (ТП 34-70-014–84) и Типового положения о цехе тепловой автоматики и измерений (ТП 34-70-010–88).

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

26. ГОСТ 12997–87. Изделия ГСП. Общие технические условия.

27. Система автоматизации: СНиП 3.05.07–85.

28. ГОСТ 22789–94. Устройства комплектные низковольтные.

29. Правила устройства электроустановок. – 1985.

30. Общие технические требования к исполнительным устройствам тепловых электростанций ОТТ-ТЭС, утвержденные Главтехуправлением Минэнерго СССР. – 1991.

31. Руководящий технический материал «Арматура энергетическая. Методы определения пропускной способности регулирующих органов и выбор оптимальной расходной характеристики». РТМ 108.711.02–79. Минэнерго СССР.

32. Правила организации технического обслуживания и ремонта средств тепловой автоматики и измерений: РДПр 39-38-031–84.

33. Типовой проект организации труда в цехе тепловой автоматики и измерений тепловой электростанции. – 1978.

34. Типовая инструкция по эксплуатации средств ТАИ тепловых электростанций. ТИ 34-70-027–84. – 1984.

35. Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову дубль-блока мощностью 300 МВт с турбиной К-300-240 ЛМЗ по моноблочной схеме. – 1980.

36. Нормы технического обслуживания технологических защит теплоэнергетического оборудования на ТЭС. – М.: СПО ОРГРЭС, 1977. [Нормы касаются ТЗ, выполненных на базе крупногабаритных реле.]

37. Нормативный материал по эксплуатации технологических защит теплоэнергетического оборудования ТЭС на базе аппаратуры УКТЗ: РД 34.35.622–93. – 1994.

38. Нормы технического обслуживания технологических защит, выполненных на аппаратуре УКТС: РД 34.35.623–90. – 1990.

39. Виноградская С. В., Железнов Г. В., Мылевинский Г. В. Техническое оборудование и ремонт средств автоматизации. – М.: Энергоатомиздат, – 1989.

40. ГОСТ 28269–89. Котлы паровые стационарные большой мощности. Общие технические требования.

41. Временные методические указания по наладке автоматических регуляторов на тепловых электростанциях.

42. Методические указания по наладке АСР, реализованных на базе аппаратуры ГСП «Каскад» и «АКЭСР». МУ 34-70-087–33. – 1987.

43. Методические указания по наладке регуляторов питания барабанных паровых котлов: МУ 34-70-135–85. – 1987.

44. Методические указания по наладке автоматических регуляторов турбинного оборудования ТЭС. МУ 34-70-168–87. – 1987.

45. Правила приемки в эксплуатацию из ремонта и наладки систем управления технологическими процессами тепловых электрических станций. РД 34.35.418.88. – 1988.

4.8. ВОДОПОДГОТОВКА И ВОДНО-ХИМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

4.8.1. Режим эксплуатации водоподготовительных установок и водно-химический режим должны обеспечить работу электростанций и тепловых сетей без повреждений и снижения экономичности, вызванных коррозией внутренних поверхностей водоподготовительного, теплоэнергетического и сетевого оборудования, а также образованием накипи и отложений на теплопередающих поверхностях, отложений в проточной части турбин, шлама в оборудовании и трубопроводах электростанций и тепловых сетей.

В настоящее время основная доля электрической энергии производится на тепловых электростанциях (ТЭС). Эти электростанции, а также автономные котельные играют ведущую роль в централизованном теплоснабжении промышленных и коммунальных потребителей, что определяет те высокие требования, которые предъявляются к надежности и экономичности работы этих энергообъектов.

Характерной особенностью ТЭС, теплофикационных установок и тепловых сетей является использование на них в качестве теплоносителя и рабочего тела воды и водяного пара, что налагает определенные требования на условия их эксплуатации.

Абсолютно чистая вода, отвечающая без учета ее изотопного состава известной формуле H_2O, в природе не встречается. Из-за особенностей строения молекулы вода обладает рядом аномальных свойств и, в частности, исключительно большой растворяющей способностью. В силу этого любая природная вода, используемая в промышленности, в том числе и на тепловых электростанциях, теплофикационных установках и в тепловых сетях, всегда содержит разнообразные примеси: взвешенные вещества различной степени дисперсности, растворимые вещества органического происхождения, растворимые минеральные вещества, газы, а также растительные и живые организмы. Растворимые в воде минеральные вещества, а также наличие их качественных и количественных характеристик являются определяющими факторами ее широкого применения в промышленности.

К настоящему времени в различных природных водах установлено наличие практически всех естественных элементов таблицы Менделеева в самых разнообразных количествах – от микро- до значимых величин. Суммарное же содержание в природных водах растворенных минеральных веществ (минерализация, солесодержание) колеблется от нескольких миллиграммов в кубическом дециметре воды – дождевая вода в наиболее экологически чистых районах, до 30–35 г/дм^3 – воды

морей и океанов. Еще большее количество растворимых минеральных веществ содержится в специфических водоемах и водоисточниках – соленых озерах, минеральных источниках. Воды поверхностных (реки, озера, водохранилища) и многих подземных водоисточников, используемых в промышленности, в том числе и на ТЭС, в среднем (для разных источников) имеют минерализацию в пределах 50–5 000 мг/дм^3 (до 100 мг/дм^3 – очень малая минерализация; до 200 мг/дм^3 – малая минерализация; 200–500 мг/дм^3 – средняя минерализация; 500–1 000 мг/дм^3 – повышенная минерализация; более 1 000 мг/дм^3 – высокая минерализация).

Природные воды поверхностных водоисточников, особенно средней минерализации, как правило, достаточно стабильны и не вызывают быстрых повреждений постоянно соприкасающегося с водой оборудования, выполненного из обычных конструкционных материалов (углеродистая сталь, медьсодержащие сплавы), если только физико-химические условия, в которых находится вода в том или ином производственном процессе, практически не отличаются от природных условий. Известно, например, что стальные водоводы и перекачивающее оборудование во многих случаях вполне надежно эксплуатируются в течение десятилетий без какой-либо предварительной обработки воды, забираемой из природного водоисточника, кроме удаления из нее взвешенных веществ, которые могут механически повредить технологическое оборудование, арматуру и трубопроводы.

Однако при использовании воды на энергообъектах в пароводяных контурах, а также в контурах охлаждения, изменяются температура, давление, теплофизические и физико-химические свойства как воды, так и образующегося из нее пара. При этом изменяется и поведение растворенных и взвешенных примесей, присутствующих в тех или иных количествах в воде и паре. При определенных условиях эти примеси могут образовывать на внутренней поверхности теплоэнергетического оборудования отложения различного типа и состава. Часть примесей выделяется в толще циркулирующей воды в виде шлама, который затем оседает в местах вялой циркуляции воды (в коллекторах экранов паровых котлов, в отдельных участках теплосети). Отложения шлама обычно рыхлые, однако он может «прикипать» к поверхностям нагрева, образуя так называемую вторичную накипь.

В трубках конденсаторов турбин, магистральных водоводах циркуляционных систем и различных подогревателях исходной («сырой») воды часто образуются биологические отложения, пленки которых состоят из бактерий, водорослей и других живых организмов.

Образование отложений в пароводяном тракте ТЭС оказывает отрицательное влияние на работу основного и вспомогательного оборудования. Отложения увеличивают шероховатость и уменьшают площадь проходных сечений трубопроводов, что увеличивает потери на трение. Обладая меньшей по сравнению с металлом теплопроводностью, отложения ухудшают передачу тепла в теплообменных аппаратах, что приводит к ухудшению экономичности работы оборудования. Кроме того, при больших тепловых нагрузках в экранных и пароперегревательных поверхностях нагрева котлов температура стенок труб из-за ухудшения условий теплопередачи может достигать весьма высоких значений (600–700 °С), при которых долговечность труб резко снижается и возможны их повреждения. В современных паровых котлах такие явления могут наблюдаться при образовании слоя отложений толщиной всего 0,1–0,2 мм.

Отложения в проточной части турбин приводят к ухудшению экономичности, а при значительных отложениях возможно ограничение мощности турбины из-за увеличения осевого усилия и опасности выплавления упорного подшипника.

Пар и вода, а также присутствующие в них примеси, в том числе и растворенные газы (кислород, углекислота), в результате сложных физико-химических взаимодействий с металлом оборудования и трубопроводов могут вызывать коррозию и связанные с ней повреждения оборудования. Продукты коррозии, попадая в циркулирующую рабочую среду, могут при определенных условиях выпадать на внутренней поверхности оборудования и трубопроводов в виде отложений, вызывая описанные выше вредные последствия.

Различные затруднения в эксплуатации теплоэнергетического оборудования, связанные с применением в качестве теплоносителя и рабочего тела воды и водяного пара, были отмечены еще в XIX веке на ранних стадиях развития теплоэнергетики. Уже тогда было выявлено, что эти затруднения возникали из-за применения для питания паровых котлов непосредственно природной воды без какой-либо предварительной ее обработки; найдено, какие из основных примесей, содержащихся в природной воде, вызывают те или иные затруднения в эксплуатации («вредные» примеси); установлено, что для обеспечения безаварийной работы котлов (а также и другого теплоэнергетического оборудования) содержание таких «вредных» примесей в используемой воде не должно превышать определенных предельных значений (нормы), отличающихся по величине для разных примесей, технологических процессов и параметров, при которых эти процессы протекают; разработаны некоторые способы очистки природных вод от ряда примесей до требуемых в тот период норм и т. д.

Однако главным достижением этого периода является признание того, что в обеспечении надежной и экономичной работы энергообъектов рациональная организация водного режима имеет не меньшее значение, чем решение теплотехнических проблем и проблем гидравлики. Соответственно начали расширяться исследования в области, очистки природных вод, конденсатов и т. п., начаты исследования физико-химических свойств воды и водяного пара и механизма парообразования в широком интервале температур и давлений; появились и стали развиваться такие научно-прикладные дисциплины, как «Водоподготовка», «Водно-химический режим ТЭС» и др., в правила эксплуатации энергообъектов были введены как самостоятельные и обязательные для выполнения правила организации и ведения на энергообъектах водоподготовки и водно-химического режима, а также нормы качества воды и пара, выполнение которых необходимо для обеспечения нормальной работы оборудования энергообъектов. Эти нормы вырабатываются на основе результатов научно-исследовательских работ и обобщения обширного опыта эксплуатации и периодически дополняются и корректируются по мере получения новых данных. Естественно, что полученные таким образом нормы являются усредненными для всех групп энергообъектов. Поэтому в отдельных случаях они могут конкретизироваться с учетом особенностей объекта, что специально указывается в тексте норм.

Следует иметь в виду, что причины, вызывающие образование отложений и развитие коррозии оборудования, зависят не только от организации водоподготовки и водно-химического режима. На эти процессы могут также влиять высокие локальные тепловые потоки, вызванные конструктивными особенностями котла или горелочных устройств и несовершенством топочного режима; недостатки тепловых схем, допускающие подачу в конденсатно-питательный тракт загрязненных потоков воды и конденсата без предварительной их очистки; отсутствие возможности промывки оборудования для удаления из него продуктов коррозии; длительная работа с низкой гидравлической и воздушной плотностью конденсаторов тур-

бин; отсутствие консервации оборудования при простоях и др. Поэтому в создании и поддержании условий, препятствующих образованию отложений накипи и шлама и развитию процессов коррозии оборудования, должен принимать участие персонал не только химического цеха, но и других цехов, эксплуатирующих теплоэнергетическое оборудование [1–3].

4.8.2. Организацию и контроль за водно-химическим режимом работы оборудования электростанций и организаций, эксплуатирующих тепловые сети, должен осуществлять персонал химического цеха (лаборатории или соответствующего подразделения). Включение в работу и отключение любого оборудования, могущие вызывать ухудшение качества воды и пара, должны быть согласованы с химическим цехом (лабораторией или соответствующим подразделением).
Внутренние осмотры оборудования, отбор проб отложений, вырезку образцов труб, составление актов осмотра, а также расследование аварий и неполадок, связанных с водно-химическим режимом, должен выполнять персонал соответствующего технологического цеха с участием персонала химического цеха (лаборатории или соответствующего подразделения).
Любые изменения проектных схем и конструкций оборудования, которые могут влиять на работу водоподготовительных установок и установок для очистки конденсатов, а также на водно-химический режим электростанции (тепловых сетей), должны быть согласованы с химической службой энергосистемы.

Качество водно-химического режима теплосилового оборудования электростанций, теплофикационного оборудования и тепловых сетей определяется не только эффективностью работы водоподготовительных установок, находящихся в непосредственном ведении химического цеха (химической лаборатории или соответствующего подразделения), но также состоянием и режимом работы оборудования, находящегося в ведении других цехов и организаций. Например, включение или отключение установок для очистки конденсата турбин, включение в работу (особенно после ремонтов или длительных простоев) основного и вспомогательного оборудования могут привести в некоторых случаях к резкому ухудшению показателей качества питательной воды, пара, конденсата, сетевой воды. Поэтому все операции по включению и отключению такого оборудования, а также переключения в тепловой схеме должны оцениваться с точки зрения возможного изменения водно-химического режима работы оборудования, вызванного такими операциями, а порядок и режимы их выполнения должны согласовываться с химическим цехом (лабораторией, соответствующими подразделениями). Такое согласование позволяет персоналу химического цеха совместно с персоналом цеха, непосредственно производящим операции на оборудовании, принять в каждом конкретном случае необходимые меры, предотвращающие ухудшение водного режима или уменьшающие отрицательные последствия такого ухудшения, если не представляется возможным полностью предотвратить его по тем или иным причинам,

а также в сложившейся ситуации проконтролировать состояние водно-химического режима. Такими мерами могут быть, например, специальные отмывки оборудования и трубопроводов, более рациональные с точки зрения нормального водного режима схемы подключений или переключений, изменения дозировки реагентов, корректирующих качество питательной и котловой воды, изменение режима продувок барабанных котлов и т. п.

Кроме того, представители химического цеха (лабораторий, соответствующих подразделений) обязаны участвовать в осмотрах внутренних поверхностей теплосилового и теплофикационного оборудования, составлении актов осмотров при расследовании аварий и неполадок, связанных с водно-химическим режимом. Они должны также намечать места вырезок образцов труб, отбирать пробы отложений, участвовать в описании состояния оборудования и отобранных образцов. Такое участие персонала химического цеха позволяет получать и накапливать наиболее объективный материал о состоянии оборудования, достоверности данных химического контроля, причинах неполадок с оборудованием и их связи с водно-химическим режимом.

Полученные материалы необходимо использовать при разработке мероприятий по совершенствованию работы водоподготовительного и теплосилового оборудования, а также оборудования теплофикационных установок и тепловых сетей. Однако если при разработке таких мероприятий предполагается изменение проектных схем и конструкций оборудования, которые могут влиять на работу водоподготовительных установок и установок очистки конденсатов, а также на водно-химический режим электростанции или тепловых сетей, то такие мероприятия и соответствующие изменения должны пройти экспертизу и согласование в химической службе энергосистемы [4].

4.8.3. Применение новых методов водоподготовки и водно-химических режимов должно быть согласовано с вышестоящей организацией.

Совершенствование методов водоподготовки и водно-химических режимов является необходимым условием дальнейшего повышения надежности и экономичности работы теплосилового оборудования и, следовательно, электростанции в целом. Однако любой предлагаемый новый метод требует перед широким внедрением тщательного изучения и полной экспериментальной проверки, поскольку, как уже неоднократно отмечалось, наряду с видимыми преимуществами могут иметь место явления, оказывающие отрицательные воздействия на работу тех или иных элементов водоподготовительного и теплосилового оборудования и проявляющиеся по истечении некоторого, иногда длительного, времени.

Причинами появления частных рекомендаций по широкому внедрению новых, якобы вполне эффективных, но впоследствии оказавшихся недоработанными методов, технологий, режимов и т. п. могут быть недостаточный методический подход разработчика метода к проверке и оценке его эффективности и безопасности как для оборудования, так и для обслуживающего персонала, недоучет каких-либо факторов, имеющихся на определенных электростанциях и отрицательно влияющих на эффективность нового метода, но неизвестных разработчику и требующих или доработки метода, или установления граничных условий его применения.

Для исключения подобных субъективных рекомендаций правилами технической эксплуатации установлена возможность применения новых методов водопод-

готовки и водно-химических режимов только после согласования с вышестоящими организациями. В течение согласования производится экспертиза документации, представленной разработчиком, назначаемыми этими организациями. При положительном решении экспертизы вышестоящая организация согласовывает применение метода, после чего подготовленная в установленном порядке документация по применению метода приобретает силу отраслевого директивного документа. При отрицательном решении материалы с соответствующими обоснованиями и рекомендациями возвращаются авторам метода для доработки либо применение метода признается нецелесообразным.

Отход от настоящего установленного правилами порядка может привести к внедрению в эксплуатацию методов не обеспечивающих действительную длительную надежность и экономичность работы оборудования и не оптимальных по технико-экономическим показателям [5].

Водоподготовка и коррекционная обработка воды

4.8.4. Водоподготовительные установки со всем вспомогательным оборудованием, включая склады реагентов, должны быть смонтированы и сданы для пусковой наладки за 2 мес. до начала предпусковой очистки теплоэнергетического оборудования.
Установки для очистки конденсата турбин и загрязненных конденсатов, а также установки коррекционной обработки воды должны быть смонтированы и сданы для пусковой наладки за 2 мес. до пуска энергоблока (котла) и включены в работу при его пуске.
Общестанционные баки запаса обессоленной воды и конденсата должны быть смонтированы с нанесением на них антикоррозионных покрытий к началу предпусковой очистки оборудования первого энергоблока (котла) электростанции.

Для проведения предпусковых водных, химических и других очисток и паровых продувок вновь вводимого теплоэнергетического оборудования требуется значительное количество воды разного качества – от осветленной технической до обессоленной. Например, для проведения предпусковой химической очистки энергоблока сверхкритических параметров только обессоленной воды расходуется от 3 до 10 тыс. м^3 в зависимости от мощности энергоблока. Поэтому для обеспечения эффективного выполнения этих весьма важных операций подготовки теплоэнергетического оборудования к пуску и дальнейшей нормальной его работе все установки для приготовления добавочной воды должны быть введены в эксплуатацию до начала предпусковых очисток оборудования, а их монтаж необходимо закончить не менее чем за 2 мес. до предпусковой очистки. За это время должно быть принято из монтажа и опробовано все основное и вспомогательное оборудование установок, устранены строительно-монтажные дефекты и недоделки, промыто оборудование и трубопроводы, подготовлена к работе химическая лаборатория, загружены, отмытый отрегенерированы фильтрующие и ионообменные материа-

лы, осуществлены пуск и проверка режима работы каждой фазы очистки воды с соответствующими узлами реагентного хозяйства.

После получения очищенной воды необходимого качества нужно промыть трубопроводы и общестанционные баки запаса обессоленной воды и конденсата, которые должны быть смонтированы с нанесением на их внутреннюю поверхность антикоррозионных покрытий к началу предпусковых операций на первом энергоблоке (котле) электростанции; в баках должен быть создан запас очищенной воды.

При первых пусках теплоэнергетического оборудования качество питательной воды, пара и конденсата, как правило, бывает хуже, чем в последующей нормальной эксплуатации. Это объясняется интенсивным вымыванием и растворением в воде, паре и конденсате части загрязнений, остающихся в оборудовании и трубопроводах даже после нормально выполненных очисток и паровых продувок. В этот период увеличивается возможность образования отложений на внутренней поверхности оборудования и развития коррозионных процессов. Для предотвращения этих отрицательных последствий все установки по очистке конденсата турбин и загрязненных конденсатов, а также установки для коррекционной обработки воды (гидразином, аммиаком, фосфатами, окислителями – кислородом, воздухом и т. п.) должны быть включены в работу уже при первом пуске энергоблока (котла). С этой целью монтаж этих установок должен быть окончен за 2 мес. до первого пуска энергоблока (котла), а ко времени пуска должны быть проверены и промыты трубопроводы и оборудование конденсатоочисток и узлов регенерации ионитовых фильтров этих установок, трубопроводы подачи реагентов ко всем установкам из склада реагентов и промежуточные баки для хранения или приготовления рабочих растворов реагентов, опробованы дозирующие устройства вместе с аппаратурой автоматизации, произведена загрузка, отмывка и регенерация фильтрующих и ионообменных материалов конденсатоочисток; при применении на конденсатоочистках ионитовых фильтров смешанного действия – отлажены режимы транспортирования ионитов из рабочих фильтров в фильтры-регенераторы и обратно (при применении выносной регенерации), режимы разделения смеси ионитов, их регенерации, отмывок и смешения, а также подготовлены средства автоматического и ручного химического контроля за качеством исходного и очищенного конденсата, концентрацией регенерационных растворов и выполнены остальные мероприятия, необходимые для обеспечения нормальной эксплуатации всех установок при первом же пуске энергоблока (котла) [6–10].

4.8.5. Устройства механизации и автоматизации технологических процессов водоподготовки, очистки конденсата, а также коррекционной обработки воды и приборы автоматического химического контроля должны быть включены в работу при пуске соответствующих установок и агрегатов.

Процесс эксплуатации водоподготовительных установок, установок для очистки конденсата, коррекционной обработки воды, а также такие процессы, как химическая очистка оборудования и т. п., включают в себя разгрузку, внутрицеховую транспортировку реагентов, приготовление рабочих растворов, удаление отходов реагентов, выполнение промывок осветлительных и регенераций ионитовых фильтров и т. д. На водоподготовительных установках в зависимости от их схемы и производительности за месяц перерабатывается от нескольких десятков до нескольких сотен тонн реагентов, за сутки выполняется несколько сотен операций с арма-

турой большого диаметра. Выполнение этих операций вручную требует значительных физических усилий и большого количества обслуживающего персонала. Кроме того, при выполнении вручную некоторых операций, особенно связанных с переработкой таких реагентов, как коагулянты, известь, кислоты и щелочи, могут создаваться условия, отрицательно сказывающиеся на здоровье обслуживающего персонала. Все это обусловливает необходимость максимальной механизации основных технологических процессов обработки различных вод и коррекции водного режима.

Для получения оптимальных результатов при очистке природных вод, различных конденсатов и при коррекции водного режима, а также для обеспечения надежной и экономичной работы водоподготовительного оборудования необходимо, чтобы технологические процессы очистки и коррекции качества воды протекали при строго определенных параметрах с минимальными отклонениями от заданных значений. Так, например, при предварительной очистке воды методами осаждения (особенно методом коагуляции) в осветлителях отклонения от заданной температуры подогрева обрабатываемой воды не должны превышать 1 °С при любом изменении ее качества. При больших, особенно плюсовых, отклонениях качество воды резко ухудшается, а их систематическая повторяемость может привести к необходимости снижения производительности аппаратов и даже вынужденному останову водоподготовительной установки из-за нарушения работы осветлительных и ионитовых фильтров.

Результаты очистки и коррекции качества воды зависят также от точности дозировки соответствующих реагентов. Обычно реагенты должны дозироваться в строгом соответствии с количеством и качеством обрабатываемой воды и концентрацией используемого раствора того или иного реагента. При изменении любого из этих параметров должна изменяться и доза реагента для удержания его количества в обрабатываемой воде в определенных узких пределах. Например, дозирование аммиака в питательную воду котлов высокого, сверхвысокого и сверхкритического давлений при осуществлении гидразинно-аммиачного водного режима должно быть таким, чтобы значения pH питательной воды поддерживались в пределах 0,1 заданной величины; при коррекционной обработке должны дозироваться с заданной точностью также такие реагенты, как гидразин, фосфаты и т. д.

Поскольку параметры, определяющие дозу того или иного реагента, изменяются практически непрерывно, для точного выдерживания заданных концентраций реагентов необходимы также непрерывное измерение этих параметров и коррекция дозы, что вручную выполнить невозможно. Из-за ограниченной численности обслуживающего персонала практически невозможно выдержать и программу регенерации ионитовых фильтров, особенно на установках с большим числом аппаратов. Приблизительное выдерживание дозировки реагентов и программ регенерации приводят, как правило, к перерасходу реагентов, увеличению количества и загрязненности производственных сточных вод, а в ряде случаев и к нарушению или снижению эффективности работы фильтров. Поэтому для поддержания современных высоких требований к качеству отработанных технологических вод и, следовательно, обеспечения надежной и эффективной работы водоподготовительного и теплосилового оборудования, а также для обеспечения безопасных условий труда эксплуатационного персонала все устройства механизации и автоматизации технологических процессов водоподготовки, очистки конденсата, коррекционной обработки воды и предусмотренные проектом приборы автоматического химического контроля должны быть включены в работу при пуске соответствующих установок и агрегатов [11, 12].

4.8.6. Эксплуатация оборудования, трубопроводов и арматуры водоподготовительных установок и установок очистки конденсата, а также строительных конструкций, поверхности которых соприкасаются с коррозионно-активной средой, допускается при условии выполнения на этих поверхностях антикоррозионного покрытия или изготовления их из коррозионно-стойких материалов.

В процессах водоподготовки и очистки конденсатов, коррекции качества добавочных, питательных и котловых вод, при химической очистке оборудования и т. п. применяются такие реагенты, как различные коагулянты, соли, кислоты, щелочи. Эти реагенты и их растворы при контакте с углеродистыми сталями и обычными строительными материалами (кирпич, бетон) вызывают их коррозию вплоть до разрушения оборудования и строительных конструкций. Кроме того, обрабатываемые воды в процессе их очистки, например при Н-катионировании, также приобретают коррозионно-активные свойства.

В результате воздействия этих коррозионно-активных сред на внутренние поверхности оборудования, трубопроводов и арматуры водоочистных и других установок, в которых они применяются, а также в результате постоянного или периодического соприкосновения их со строительными конструкциями надежность работы оборудования и строительных конструкций будет снижаться, а обрабатываемая в установке вода или конденсат будут загрязняться продуктами коррозии, главным образом окислами железа. При очистке воды и конденсатов с помощью ионитов окислы железа будут частично поглощаться ионитами, что вызовет ухудшение их ионно-обменных свойств и, следовательно, ухудшение эффективности и экономичности процессов очистки. Кроме того, попадая с обработанной водой или конденсатом в питательную воду, а затем и в пар котлов, окислы железа будут отлагаться в парогенерирующих трубах котлов и проточной части турбин, что снижает надежность и экономичность их работы.

Поэтому с целью предупреждения повреждений оборудования, трубопроводов и арматуры водоподготовительных установок и установок для очистки конденсатов их эксплуатация допускается только при условии выполнения на этих поверхностях антикоррозионного покрытия или изготовления их из коррозионно-стойких материалов. С целью предотвращения разрушения строительных конструкций они также до начала эксплуатации должны быть защищены от воздействия агрессивных жидкостей или выполнены из коррозионно-стойких строительных материалов. Это требование распространяется не только на те строительные конструкции, которые практически постоянно соприкасаются с коррозионно-активными жидкостями (дренажные каналы кислых и щелочных вод, приямки, колодцы), но и на те конструкции, на которые агрессивные жидкости могут попадать периодически при нарушении плотности оборудования и трубопроводов (полы, фундаменты насосов, перекачивающих реагенты, фундаменты баков для хранения реагентов и т. п.).

В процессе эксплуатации защитные коррозионно-стойкие покрытия подвергаются износу и старению. С целью предупреждения возможного выхода из строя оборудования и строительных конструкций покрытия должны регулярно осматриваться по графику, составляемому на каждой электростанции с учетом местных условий, и, в случае нарушения их целостности, восстанавливаться. Обязательному осмотру, восстановлению или обновлению защитные покрытия должны подвергаться при капитальных ремонтах [13, 14].

4.8.7. Капитальный ремонт оборудования водоподготовительных установок, установок для очистки конденсатов и коррекционной обработки воды должен производиться 1 раз в 3 года, текущий ремонт – по мере необходимости, измерение уровней фильтрующих материалов – 2 раза в год.

Капитальный ремонт оборудования водоподготовительных установок, установок для очистки конденсатов и коррекционной обработки воды предназначен для обеспечения бесперебойной и экономичной работы оборудования в межремонтный период и должен, как показала практика эксплуатации, производиться 1 раз в 3 года. При разработке графиков и объемов ремонта оборудования должны быть учтены требования в этой части инструкций заводов-изготовителей.

Важность своевременного и в полном объеме выполнения капитального ремонта перечисленного оборудования обусловливается тем, что значительная его часть во время эксплуатации периодически или постоянно подвергается воздействию агрессивных сред, вызывающих коррозионный и (или) абразивный износ оборудования различной степени интенсивности вплоть до аварийной.

Текущий ремонт должен производиться по мере необходимости для обеспечения работоспособности оборудования между плановыми капитальными ремонтами, а при возникновении тех или иных неисправностей, особенно аварийного характера, – в возможно более короткие сроки. При текущих ремонтах производятся также все регламентные работы, если они предусматриваются инструкциями заводов – изготовителей оборудования и сроки их проведения не совпадают со сроками капитального ремонта.

Плановые измерения уровней фильтрующих материалов производятся 2 раза в год. Такие измерения необходимо также производить после обнаружения и устранения причин выноса фильтрующего материала (из-за ошибок при выполнении взрыхления, повреждения нижних дренажных устройств и т. д.) для фиксации высоты оставшегося слоя или слоя после его досыпки.

4.8.8. На энергоблоках сверхкритического давления разрешается применение: гидразинно-аммиачного, нейтрально-кислородного, кислородно-аммиачного, гидразинного водно-химических режимов при соблюдении условий, предусмотренных нормативными документами.

Для уменьшения скоростей коррозии пароводяного тракта энергоблоков сверхкритического давления применяются два принципиально отличных водных режима, которые в соответствии с используемыми значениями pH называют нейтральным и щелочным.

На первых энергоблоках СКД при использовании подогревателей низкого давления с латунными трубками наиболее распространенным был гидразинно-аммиачный водный режим. Осуществление этого режима требует введения гидразина после деаэратора для ликвидации остаточных количеств кислорода. Одновременно после деаэратора вводится аммиак в количестве, обеспечивающем значение pH = 9,1 ±0,1 с целью уменьшения скоростей коррозии стали 20, используемой для теплообменных поверхностей подогревателей высокого давления. Характерный недостаток данного режима – интенсивное железоокисное накипеобразование в

трубных системах нижней радиационной части (НРЧ) котлов. Для обеспечения безаварийной работы котлов необходимо не реже чем 1 раз в год проводить химическую очистку НРЧ.

В начале 70-х годов на энергоблоках СКД был внедрен кислородный водно-химический режим. Он предусматривает поддержание pH теплоносителя равным 6,5–8,5 за счет соответствующего выбора соотношения анионита и катионита в фильтрах блочной обессоливающей установки или за счет добавления микроколичеств аммиака в конденсат турбины. В питательную воду после деаэратора вводят окислитель – чаще всего кислород воздуха. Этот режим позволяет практически решить проблему железоокисного накипеобра-зования в НРЧ котлов и увеличить межпромывочный период котлов до 5–8 лет и более.

Кислородный водно-химический режим реализуется в двух модификациях: нейтрально-кислородной и кислородно-аммиачной. Выбор модификации зависит от уровня содержания в питательной воде котлов углекислоты, а также органических соединений, термолиз которых может приводить к появлению потенциально кислых продуктов, обусловливающих повышение электропроводимости и снижение величины pH теплоносителя.

Применение кислородного водно-химического режима возможно при условии оснащения энергоблоков подогревателями низкого давления с трубками из нержавеющей стали.

Существует еще один близкий к нейтральному, но слабощелочной водно-химический режим, допускающий применение подогревателей низкого давления с трубками из латуни, так называемый гидразинный водно-химический режим. При этом режиме в конденсат турбины вводят гидразин.

Для перевода энергоблока, ранее работавшего на гидразинно-аммиачном или гидразинном водно-химическом режиме и имевшего подогреватели низкого давления с латунными трубками, на кислородный водно-химический режим необходимо помимо оснащения этих блоков подогревателями низкого давления с трубками из нержавеющей стали выполнить тщательную химическую очистку тракта энергоблока от медистых отложений.

Организация и ведение водно-химических режимов на энергоблоках СКД должны осуществляться в соответствии с указаниями [15–19].

4.8.9. На котлах с естественной циркуляцией должно быть организовано фосфатирование котловой воды с подачей фосфатного раствора в барабан котла. При необходимости должно корректироваться значение pH котловой воды раствором едкого натра. На котлах давлением 40–100 кгс/см² (3,9–9,8 МПа) разрешается применение трилонной обработки котловой воды взамен фосфатирования.

Фосфатирование котловой воды является эффективным средством предупреждения образования кальциевых отложений на поверхностях нагрева энергетических котлов. В сочетании с периодическими химическими очистками фосфатирование может обеспечить достаточную надежность поверхностей нагрева за счет поддержания необходимого (с точки зрения коррозии) значения pH котловой воды.

Фосфатирование осуществляется непрерывным дозированием раствора фосфатов (тринатрийфосфата, динатрийфосфата, мононатрийфосфата, гекса-мета-

фосфата, триполифосфата, аммонийфосфата). Кроме того, для коррекционной обработки котловой воды используются едкий натр и нитрит натрия. Растворы вводятся в барабан котла по индивидуальной схеме. Ввод фосфатов в питательную воду недопустим в связи с опасностью забивания образующимся шламом тракта подогревателей высокого давления и водяного экономайзера. Фосфатирование применяется на всех котлах с давлением более 16 кгс/см² (1,6 МПа).

Реагенты и технология коррекционной обработки котловой воды выбираются в зависимости от параметров котла, схемы подготовки добавочной воды, количества и качества возвратного конденсата.

На котлах давлением 40–140 кгс/см² (3,9–13,8 МПа) с подпиткой обессоленной водой во многих случаях эффективность фосфатирования и надежность работы котла существенно снижаются из-за:

подшламовой коррозии и охрупчивания металла труб;

образования временных отложений фосфата натрия;

образования отложений железофосфатных соединений;

частичного осаждения и отложения фосфата кальция.

Перечисленные процессы зависят от режима обработки котловой воды фосфатами. Широкое распространение на электростанциях нашел фосфатно-щелочной режим, при котором указанные процессы маловероятны.

Фосфатно-щелочной режим (режим со свободной щелочностью) – это режим, при котором в котловой воде может присутствовать некоторое количество едкого натра, щелочность и значение pH котловой воды при этом соответствуют нормам ПТЭ. Фосфатно-щелочной режим обеспечивается на электростанциях, где котлы питаются конденсатом с добавкой умягченной или частично обессоленной воды.

В случае если значение pH котловой воды ниже нормы, особенно на электростанциях, где наблюдается поступление кислых и потенциально кислых соединений, котловую воду необходимо дополнительно к фосфатированию обрабатывать едким натром. При этом предотвращаются коррозионные повреждения экранных труб благодаря воздействию на металл среды с низким значением pH. Однако дозирование едкого натра в котловую воду не должно приводить к щелочной коррозии.

Более подробно выбор метода и режима коррекционной обработки котловой воды представлен в [1].

На котлах давлением 40–100 кгс/см² (3,9–9,8 МПа) допускается применение трилонной обработки котловой воды взамен фосфатирования. Применение трилона Б для коррекционной обработки котловой воды, а также для пассивации металла поверхностей нагрева рекомендуется на котлах, работающих на жидком или газообразном топливе при высоких тепловых нагрузках вследствие конструктивных особенностей топки котла и при проведении в условиях фосфатного режима химических очисток котлов чаще 1 раза в 3 года. При этом качество пара, конденсата и питательной воды должно соответствовать нормам ПТЭ.

Более подробно характеристика способов коррекционной обработки котловой воды, схемы приготовления и дозирования растворов представлены в [20, 21].

4.8.10. На котлах давлением до 70 кгс/см² (7 МПа) при необходимости более глубокого удаления кислорода из питательной воды в дополнение к термической деаэрации можно проводить обработку питательной воды сульфитом натрия или гидразином.

На котлах давлением 70 кгс/см² (7 МПа) и выше при необходимости более глубокого удаления кислорода обработка конденсата или питательной воды должна производиться только гидразином, кроме котлов с кислородными водно-химическими режимами и котлов с отпуском пара на предприятия пищевой, микробиологической, фармацевтической и другой промышленности в случае запрета санитарных органов на наличие гидразина в паре.
Поддержание необходимых значений pH питательной воды должно осуществляться вводом аммиака.

Практика эксплуатации деаэраторов 1,2 кгс/см² (0,12 МПа) на котлах давлением до 70 кгс/см² (7 МПа) показывает, что нормы ПТЭ по содержанию растворенного кислорода, как правило, не выдерживаются. Содержание кислорода в питательной воде после деаэратора достигает 50 мкг/дм³ и более. Для связывания кислорода, присутствующего в питательной воде за счет присосов в вакуумной части конденсатного тракта, а также поступающего в питательный тракт при подпитке котла химически очищенной водой и не полностью удаляемого при деаэрации, в дополнение к термической деаэрации производится обработка питательной воды после деаэратора сульфитом натрия или гидразином. На котлах давлением выше 70 кгс/см² (7 МПа) обработка конденсата или питательной воды должна производиться только гидразином, кроме котлов с кислородными водно-химическими режимами.

При обработке питательной воды гидразином, особенно при его передозировке, последний может попасть в пар. В случае запрета санитарных органов на наличие гидразина в паре, подаваемом на производство (предприятия пищевой, микробиологической, фармацевтической промышленности и др.), для обработки питательной воды должен использоваться сульфит натрия (Na_2SO_3). В качестве реагента при гидразинной обработке воды используется, как правило, гидразин-гидрат ($N_2H_4 \cdot H_2O$).

Для предупреждения коррозии элементов пароводяного тракта поддержание необходимых значений pH питательной воды должно осуществляться вводом водного раствора аммиака (NH_4OH) [20, 22, 23].

Химический контроль

4.8.11. Химический контроль на электростанции должен обеспечивать:
своевременное выявление нарушений режимов работы водоподготовительного, теплоэнергетического и теплосетевого оборудования, приводящих к коррозии, накипеобразованию и отложениям;
определение качества воды, пара, конденсата, отложений, реагентов, консервирующих и промывочных растворов, топлива, шлака, золы, газов, масел и сточных вод;
проверку загазованности производственных помещений, баков, колодцев, каналов и других объектов;
определение количества вредных выбросов электростанции в окружающую среду.

Одним из условий обеспечения надежной, экономичной и экологически безопасной работы оборудования любых энергообъектов (электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей) является неуклонное поддержание оптимальных технологических процессов водоприготовления, ведения водно-химического режима, очистки сточных вод, эксплуатации энергетических масел, газов, топлива и т. д.

Основным средством наблюдения за поведением воды и пара по всему тракту энергообъекта, их взаимодействием с конструкционными материалами, переносом имеющихся в них загрязнений в котлы, турбины и другое теплоэнергетическое оборудование, а также за качеством энергетических масел, газов, топлива и т. д. является химический контроль.

Своевременное получение достоверной и полной информации о состоянии объектов химического контроля (вода, пар, масло, газы, топливо и т. д.) необходимо прежде всего для принятия эксплуатационным персоналом необходимых мер по ликвидации нарушений того или иного технологического режима в случае обнаружения отступлений контролируемых показателей от установленных норм, что позволит предотвратить развитие ситуаций, снижающих экономичность и надежность работы оборудования.

Химический контроль на энергообъекте подразделяется на оперативный и периодический.

Оперативный контроль осуществляется сменным персоналом химического цеха в экспресс-лабораториях с применением малоинерционных автоматических приборов и быстрых, достаточно точных методов химического анализа, выполняемых вручную. Основной задачей оперативного химического контроля является поддержание оптимальных режимов работы теплоэнергетического и водоподготовительного оборудования.

По данным оперативного химического контроля в тепловых цехах ведутся режимы: деаэрации питательной воды и конденсата; гидразинной, аммиачной, окислительной обработки питательной воды; фосфатирования котловой воды и продувок котлов; очистки конденсата турбин, химических и других очисток внутренних поверхностей нагрева котлов, проточной части турбин; консервации оборудования во время его простоя и т. д.

Показатели оперативного химического контроля этой группы оборудования позволяют судить о качестве его работы, своевременно корректировать ход контролируемых процессов.

По данным оперативного химического контроля на установках для приготовления добавочной питательной воды осуществляется: ведение режимов известкования и коагуляции воды в осветлителях, включение в работу и отключение на регенерацию ионитовых фильтров, ведение режимов регенерации и нейтрализации сбросных вод водоподготовительных установок. В процессе контроля определяются качество воды как на отдельных стадиях ее очистки, так и полностью обработанной, а также концентрация регенерационных растворов кислоты, щелочи, соли, рабочих растворов коагулянта, извести, аммиака, гидразина, фосфатов и т. д., приготовляемых в реагентном хозяйстве водоподготовительной установки.

Данные этих анализов позволяют установить основные технико-экономические показатели работы установки – грязеемкость фильтрующих материалов, дозы и удельные расходы реагентов, величины емкости поглощения ионитов, глубину освобождения воды от отдельных загрязнений и т. д., т. е. оценить как эффективность, так и экономичность работы установок для очистки воды и конденсатов, возвращаемых от потребителей пара, и при необходимости принять меры по улучшению этих показателей.

Оперативный химический контроль на установках очистки сточных вод служит для ведения режима очистки вод от масла и мазута, а также нейтрализации или обработки сбросных вод главного корпуса – обмывочных вод регенеративных воздухоподогревателей и сбросных вод после химических очисток и консервации оборудования.

Периодический химический контроль осуществляется персоналом центральной химической лаборатории. Этот вид контроля построен на применении достаточно точных методов анализа и соответствующих лабораторных приборов (фотоколориметры, спектрофотометры, пламяфотометры, хроматографы и др.). Объем анализов при периодическом химическом контроле значительно шире, чем при оперативном, и позволяет получить полную характеристику того или иного объекта контроля (воды, пара, конденсата, масла и т. д.).

Наблюдение за процессами образования отложений в теплопередающих поверхностях производится путем исследования образцов труб, вырезанных по указанию персонала химического цеха, с определением массы отложений и их химического состава. В случае аварии теплоэнергетического оборудования, связанной с образованием отложений, производятся внеочередные вырезки труб, соседних с поврежденными и работающих в одинаковых с ними условиях. Периодически осуществляется контроль за заносом солями проточной части турбин по изменению давления в контрольных ступенях, а при вскрытии турбины во время капитальных и аварийных ремонтов путем определения количественного и качественного составов отложений на лопатках.

Центральная химическая лаборатория участвует в мероприятиях, направленных на усовершенствование технологических процессов. К ним относятся теплохимические испытания котлов, наладка фосфатно-продувочного режима, коррекционной обработки воды, работы блочной обессоливающей установки, установки для приготовления добавочной воды, а также участие в наладке деаэрации питательной воды и т. д. На основании полученных при проведении этих мероприятий результатов оперативного и периодического химического контроля разрабатываются методы и технологии оптимизации режимов подготовки добавочной и питательной воды, получения чистого пара.

Периодический химический контроль качества сжигаемого в котлах топлива заключается в определении теплоты сгорания, влажности, содержания серы; при сжигании твердого топлива определяются также зольность, содержание летучих веществ и тонкость пыли. Кроме того, определяются показатели, согласованные с поставщиком топлива, по которым ведется претензионная работа (низшая теплотворная способность, температура вспышки, содержание ванадия и т. п.).

Периодический химический контроль энергетических масел заключается в определении их влажности, кислотного числа, реакции водной вытяжки, температуры вспышки, количества механических примесей, вязкости, пробивного напряжения, тангенса угла диэлектрических потерь и т. д. На основании этих показаний решается вопрос о пригодности масла к эксплуатации, необходимости его очистки или замены.

В задачу периодического химического контроля входит также определение качества газов, как полученных в электролизных установках, так и используемых при обслуживании этих установок и всей системы водородного охлаждения турбогенераторов (водород, кислород, азот, углекислота, воздух), а также определение загазованности помещений, подвалов, колодцев, каналов, баков, фильтров и т. п. Определяется также количество вредных выбросов электростанций в атмосферу.

При необходимости в химической лаборатории анализируются зола и шлам топлива, электролит аккумуляторных батарей, а также проводятся химические анализы металла и т. п.

Для всех объектов оперативного и периодического химического контроля должны быть разработаны объемы и графики контроля, учитывающие как требования соответствующих нормативных документов, так и особенности конкретного энергообъекта. Объем химического контроля должен согласовываться с химической службой энергосистемы и пересматриваться не реже 1 раза в 2 года с учетом изменений условий эксплуатации, состояния оборудования, внедрения новых приборов и методов контроля [24–26].

4.8.12. Эксплуатация электрообъекта может быть разрешена только после оснащения его подразделений, выполняющих количественный химический анализ, необходимым оборудованием, прошедшим отраслевую экспертизу, комплектом требуемых нормативных документов. Подразделения, выполняющие количественный химический анализ, должны быть полностью укомплектованы квалифицированным персоналом, прошедшим соответствующее обучение и инструктаж, иметь действующее свидетельство об аттестации.

К концу монтажа первого энергоблока (котла) электростанции, началу предпусковых операций по очистке внутренних поверхностей теплоэнергетического оборудования и трубопроводов и последующего пуска энергоблока (котла) организация химического контроля на электростанции должна быть закончена в полном объеме в соответствии с требованиями нормативных документов. Это объясняется тем, что качество выполнения предпусковых очисток и продувок во многом определяется полнотой и правильностью определения загрязненности оборудования до очистки и выбора соответствующего метода очистки, точностью выполнения технологии очистки в части соблюдения состава и концентрации промывочных растворов, определения эффективности очистки и т. д. Также крайне важно задействовать все требуемые средства химического контроля при первых пусках энергоблока (котла) для более раннего выявления и устранения причин нарушения режимов водоподготовки и коррекции качества питательной и котловой воды, возможность возникновения которых в этот период обычно повышена из-за ошибок и недоделок монтажа, недостаточной предпусковой проверки и наладки оборудования для очистки воды, конденсата и коррекции водного режима.

Таким образом, организация химического контроля является одной из первых задач обустройства на электростанции химической службы в целом. Для этого к началу предпусковых операций и пуска энергоблока (котла) должно быть закончено строительство и отделка помещений центральной химической лаборатории и экспресс-лабораторий, выполнено и задействовано водоснабжение, канализация и газоснабжение лабораторий, оборудование их соответствующей мебелью, посудой, реактивами и т. д.

Центральная химическая лаборатория должна быть оснащена лабораторными приборами, а также приборами и приспособлениями для их настройки, калибровки и проверки, используемыми для проведения полного химического контроля объектов пароводяного, топливного, масляного и газового хозяйств электростан-

ции, природоохранных объектов (газоочистки и очистки сточных вод), и также для проверки загазованности производственных помещений, баков, колодцев, каналов и т. п. – кондуктометрами, универсальными иономерами, пламяфотометрами, хроматографами, газоанализаторами, приборами для определения качества сжигаемого в котлах топлива, применяемых на электростанциях масел, смазок, газов и т. д.

В экспресс-лабораториях, предназначенных для текущего химического контроля, должны быть установлены устройства подготовки проб, датчики и вторичные приборы автоматического химического контроля, а также полностью оборудованы помещения для ручного контроля, проверки и тарировки приборов автоматического контроля.

Все химические лаборатории должны быть обеспечены необходимыми инструктивными материалами по выполнению химических анализов, использованию и обслуживанию ручных и автоматических приборов химического контроля, а также согласованным с химической службой энергосистемы графиком объема и частоты химического контроля всех объектов, подлежащих такому контролю. Штат химической лаборатории должен быть укомплектован и обучен. И только после выполнения этих и других условий, обеспечивающих осуществление в полном объеме требуемого ПТЭ химического контроля, эксплуатация электростанции может быть разрешена [27–29].

4.8.13. На всех контролируемых участках пароводяного тракта должны быть установлены отборники проб воды и пара с холодильниками для охлаждения проб до 20–40 °С.
Пробоотборные линии и поверхности охлаждения холодильников должны быть выполнены из нержавеющей стали.
На тепловых электростанциях с энергоблоками мощностью 200 МВт и более и на ТЭЦ с агрегатами мощностью 50 МВт и более линии отбора проб должны быть выведены в специальное, имеющее вентиляцию помещение, примыкающее к экспресс-лаборатории.

Одним из условий получения достоверных и, главное, сопоставимых результатов химических анализов проб таких объектов химического контроля, как вода, пар и конденсат, является обеспечение одинаковых или по крайней мере близких физических параметров (температура, давление) проб в момент их отбора на работающем оборудовании.

В химических лабораториях электростанций все аналитические операции обычно выполняются при комнатной температуре и атмосферном давлении. Однако такие параметры, как температура, давление и агрегатное состояние рабочей среды (которая должна подвергаться химическому контролю) на отдельных участках пароводяного тракта весьма различны. Поэтому, чтобы пробы рабочей среды, поступающей на химический анализ в лабораторию или в приборы для автоматического химического контроля, соответствовали указанному выше условию, в процессе отбора проб в большинстве случаев приходится снижать их давление и температуру. Снижение давления обычно достигается установкой на линиях отбора проб дросселирующих устройств (шайб, регулирующих вентилей и т. п.). Снижение же температуры проб достигается применением специальных устройств-холодильников, также встраиваемых в пробоотборные линии и обеспечивающих устойчивое снижение температуры отбираемых проб до 20–40 °С. При применении приборов автоматического химического контроля

на пробоотборных линиях должны устанавливаться устройства подготовки пробы (УПП) для унификации физических параметров (температуры и давления) проб, поступающих в приборы, и для защиты приборов от высоких температуры и давления.

С целью уменьшения искажений результатов химических анализов из-за коррозионных процессов в пробопроводных и других элементах пробоотборной системы (изменение содержания в пробе растворенного кислорода, увеличение в ней содержания продуктов коррозии) все пробоотборные линии, а также элементы холодильников и УПП, контактирующие с отбираемой средой, должны быть выполнены из нержавеющей стали или из других коррозионно-стойких и газонепроницаемых материалов. С этой же целью рекомендуется, насколько это возможно, сокращать протяженность пробоотборных линий.

Для наиболее рациональной организации химического контроля на мощных ТЭС линии отбора проб должны быть выведены в специальное помещение, примыкающее к экспресс-лаборатории. Этим обеспечивается большая оперативность контроля, в значительной мере исключается возможность загрязнения проб при транспортировке их от мест отбора до лаборатории, улучшаются условия эксплуатации холодильников и УПП, облегчаются и упорядочиваются условия труда персонала, что позволяет снизить его численность без снижения качества и оперативности химического контроля [26].

4.8.14. В дополнение к внутреннему осмотру оборудования должны быть организованы вырезки образцов труб, а также отбор отложений из проточной части турбин, подогревателей и др.
Места и периодичность вырезки образцов труб должны определяться в соответствии с действующими нормативными документами.
На основании внутреннего осмотра оборудования и оценки количества и химического состава отложений должен быть составлен акт о состоянии внутренней поверхности оборудования, о необходимости проведения эксплуатационной химической очистки и принятия других мер, препятствующих коррозии и образованию отложений.

Нормы качества пара и воды

4.8.15. Качество пара прямоточных котлов должно удовлетворять следующим нормам[1]:

Соединения натрия, мкг/дм³, не более	**5**
Кремниевая кислота, мкг/дм³, не более	**15**

---

[1] Нормы качества пара и воды здесь и ниже по содержанию соединения натрия, железа и меди даны в пересчете соответственно на Na, Fe, Cu, аммиака и его соединений – в пересчете на NH_3, кремниевой кислоты – в пересчете на SiO_2, фосфатов – в пересчете на PO^{3-}_4, удельная электрическая проводимость приведена для Н-катионированной или дегазированной пробы в пересчете на 25 °С, значение pH – также в пересчете на 25 °С.

Удельная электрическая проводимость,
мкСм/см, не более 0,3
pH, не менее 7,5

При нейтрально-кислородном водно-химическом режиме допускается значение pH не менее 6,5.

Нормирование качества перегретого пара за котлом необходимо для предотвращения заноса солями и коррозии проточной части турбин.

Паровая турбина является наиболее чувствительным к отложениям элементом пароводяного тракта. Достаточно 3–4 кг отложений на лопатках, чтобы турбина 300 МВт снизила свою экономичность и мощность.

Наличие загрязнений в перегретом паре определяется растворимостью в нем различных веществ, зависящей от давления пара.

Выпадение отложений в проточной части турбины происходит в результате достижения предельной растворимости присутствующих в паре соединений при его расширении в процессе движения по ступеням турбины. Так, растворимый хлорид натрия достигает насыщения в ЦВД турбины при давлении 80–90 кгс/см^2 (7,9–8,8 МПа), кремнекислые соединения выпадают в осадок при давлении пара 10 кгс/см^2 (1 МПа) и ниже, т.е. в ЦСД.

Для ряда соединений, характеризующихся слабой растворимостью в паре, она падает до десятых долей мкг/дм^3 уже в пределах ЦВД. При сверхкритическом давлении решающее влияние на отложения в проточной части турбины стали оказывать соединения меди и, в меньшей степени, железа. Чистота пара по этим показателям обеспечивается косвенно нормированием соответствующих показателей питательной воды.

Наибольшее влияние на надежность и экономичность работы турбины оказывают отложения в головной ее части, обусловливающие постепенный рост давления в регулирующей ступени, приводящий в конечном итоге к ограничению нагрузки.

Нормирование показателей качества перегретого пара, определяющих агрессивность воздействия среды на конструкционные материалы, а именно – значения pH и электрической проводимости дегазированной пробы или H-катионированной пробы, необходимо с целью снижения кислотной агрессивности первичного конденсата и предотвращения возможной коррозии лопаточного аппарата и дисков турбин в зоне фазового перехода.

При нейтрально-кислородном режиме в силу образования защитного от коррозии слоя на рабочих поверхностях турбины допускается более низкое значение pH пара.

Качество пара нормируется преимущественно для прямоточных котлов давлением 100–240 кгс/см^2 (9,8–23,5 МПа). Для котлов на давление пара 140 кгс/см^2 (13,8 МПа), где проектом не была предусмотрена очистка всего конденсата, выходящего из конденсатосборника турбины, содержание соединений натрия в паре допускается более высоким (см. п. 4.8.17).

Для прямоточных котлов давлением 100 кгс/см^2 (9,8 МПа) и менее нормы качества пара должны быть установлены энергосистемой на основе имеющегося опыта (см. п. 4.8.17).

4.8.16. Качество питательной воды прямоточных котлов должно удовлетворять следующим нормам:

Общая жесткость, мкг-экв/дм³ не более 0,2
Соединения натрия, мкг/дм³, не более 5
Кремниевая кислота, мкг/дм³, не более 15
Соединения железа, мкг/дм³, не более 10
Растворенный кислород при кислородных режимах, мкг/дм³ 100–400
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см, не более 0,3
Соединения меди в воде перед деаэратором, мкг/дм3, не более ..... 5[1]
Растворенный кислород в воде после деаэратора, мкг/дм3, не более 10
Значение pH при режиме:
гидразинно-аммиачном ..... 9,1 ± 0,1
гидразинном ..... 7,7 ± 0,2
кислородно-аммиачном ..... 8,0 ± 0,5
нейтрально-кислородном ..... 7,0 ± 0,5
Гидразин, мкг/дм³, при режиме:
гидразинно-аммиачном 20–60
гидразинном 80–100
пуска и останова ..... До 3 000
Содержание нефтепродуктов (до конденсатоочистки), мг/дм³, не более 0,1

---

[1] При установке в конденсатно-питательном тракте всех теплообменников с трубками из нержавеющей стали или других коррозионно-стойких материалов – не более 2 мкг/дм³.

В прямоточных котлах все примеси, поступающие в котел с питательной водой, откладываются на поверхностях нагрева либо уносятся с паром в турбину. Поэтому прямоточные котлы должны питаться водой с содержанием примесей, близким или равным их содержанию в паре [4].

Нормирование в питательной воде содержания солей жесткости и соединений железа направлено на уменьшение скорости роста малотеплопроводных отложений на радиационных поверхностях нагрева котлов. Особую опасность такие отложения представляют в котлах СКД, сжигающих мазут, где восприятие экранами локальных тепловых потоков достигает $(500–550)\cdot10^3$ ккал/(м²·ч). Температура среды в пристенном слое теплонапряженной поверхности трубы в таких случаях превышает температуру в ядре потока на 40–60 °С, что создает благоприятные условия для выпадения из раствора соединений солей жесткости и железа

Для обеспечения установленных норм качества питательной воды по солям жесткости предусматриваются обработка добавочной воды по схеме трехступенчатого обессоливания и очистка турбинного конденсата на блочной обессоливающей установке. Кроме того, осуществляются контроль за присосами охлаждающей воды в конденсаторах кондуктометрами, или p-Na-метрами, или ручным способом, и определение жесткости в турбинном конденсате перед БОУ. При обнаружении ухудшения качества конденсата принимаются меры по устранению присосов.

Проблема образования отложений железа является комплексной для пароводяного тракта в целом, так как необходимо ограничить не только концентрацию железа в питательной воде, но и поступление в цикл окислов железа за счет коррозии самого котла. Поступающие в котел с питательной водой соединения железа практически полностью осаждаются в радиационных поверхностях нагрева, образуя малотеплопроводные отложения. По мере роста температуры металла труб усиливается процесс пароводяной коррозии металла, что способствует росту отложений. Наряду с этим в перегревательных поверхностях нагрева вновь происходит обогащение среды железом за счет пароводяной коррозии. Таким образом, содержание соединений железа в паре прямоточных котлов является в основном результатом коррозии собственных поверхностей котла.

Растворимость соединений натрия и кремниевой кислоты (Na и SiO_2) в паре высокого и сверхкритического давления достаточно велика; эти соединения проходят котел транзитом. Поэтому допустимые концентрации этих соединений в питательной воде прямоточных котлов определяются только требованием надежной работы турбины. Соединения натрия, накапливающиеся в проточной части турбины, могут в значительной мере смываться паром при пусках и остановах блока. Отложения кремниевой кислоты смываются в заметно меньшей степени, поэтому для их удаления необходимо проводить специальные промывки влажным паром с добавлением химических реагентов. Значительную часть отложений удаляют во время капитальных ремонтов турбины.

Загрязнение питательной воды соединениями меди происходит в результате коррозии подогревателей низкого давления, выполненных, как правило, из латуни. Наибольших значений содержание соединений меди достигает за последним ПНД, поэтому эта точка принята в качестве контрольной при нормировании. Ограничение нормы по содержанию меди связано не только с осаждением соединений меди на радиационных поверхностях нагрева котла и особенно на турбине, но и в деаэраторе и подогревателях высокого давления. При установке в конденсатно-питательном тракте всех теплообменников с трубками из нержавеющей стали или других коррозионно-стойких материалов величина нормы по содержанию соединений меди устанавливается более низкой.

Подавление коррозии конденсатно-питательного тракта при кислородных водно-химических режимах достигается образованием защитной магнетитовой пленки за счет ввода кислорода (или воздуха) в питательную воду котлов при поддержании норм растворенного кислорода.

Защита от коррозии при гидразинном и гидразинно-аммиачном режимах достигается за счет связывания остаточного кислорода после термической деаэрации вводом гидразина в пределах, соответствующих нормам. Вводом в питательный тракт после деаэратора аммиака (кроме гидразинного и нейтрально-кислородного режимов) добиваются связывания свободной углекислоты, а также поддержания значения pH на уровне, позволяющем максимально подавить коррозию стали питательного тракта, но не допустить коррозию латуни в конденсатном тракте.

При принятых водно-химических режимах необходимо соблюдать нормы значения pH, предусмотренные ПТЭ.

Одним из условий уменьшения количества загрязнения питательной воды рядом соединений является очистка конденсата турбин на блочных обессоливающих установках (БОУ). На энергоблоках СКД предусмотрена очистка 100 % конденсата, выходящего из конденсатора. Особенно важную роль БОУ играет при пусках и других неустановившихся режимах, когда содержание продуктов коррозии и других загрязнений в теплоносителе резко возрастает.

Общее солесодержание питательной воды прямоточных котлов определяется нормой по удельной электрической проводимости дегазированной или Н-катионированной пробы в пересчете на 25 °С.

4.8.17. На тех электростанциях с прямоточными котлами на давление пара 140 кгс/см² (13,8 МПа), где проектом не была предусмотрена очистка всего конденсата, выходящего из конденсатосборника турбины, допускается содержание соединений натрия в питательной воде и паре при работе котлов не более 10 мкг/дм³, общая жесткость питательной воды должна быть не более 0,5 мкг-экв/дм³, а содержание в ней соединений железа – не более 20 мкг/дм³.
Для прямоточных котлов давлением 100 кгс/см² (9,8 МПа) и менее нормы качества питательной воды, пара и конденсата турбин при работе котлов должны быть установлены энергосистемами на основе имеющегося опыта эксплуатации.

Первоначально на электростанциях с прямоточными котлами давлением 140 кгс/см² (13,8 МПа) предусматривались установки для очистки не более 50 % конденсата, выходящего из конденсатосборника турбины. На таких электростанциях допускается более высокое предельное содержание натрия в питательной воде и паре, общей жесткости питательной воды и содержания в ней соединений железа, чем на электростанциях, где проектом предусмотрена очистка всего (100 %) турбинного конденсата.

Для прямоточных котлов давлением 100 кгс/см² (9,8 МПа) и менее нормы качества питательной воды, пара и конденсата турбин при работе котлов должны быть установлены энергосистемой на основе опыта эксплуатации.

4.8.18. При пуске энергоблока с прямоточным котлом технология вывода загрязнений из пароводяного тракта должна быть принята в соответствии с действующими нормативными документами в зависимости от продолжительности предшествующего простоя энергоблока, а также с учетом длительности предыдущей кампании и объема ремонтных работ на поверхностях нагрева котла.
Технология вывода загрязнений из пароводяного тракта при пуске прямоточных котлов давлением 100 кгс/см² (9,8 МПа) и менее должна быть установлена энергосистемой на основе имеющегося опыта эксплуатации.

При работе энергоблоков с прямоточными котлами в установившемся режиме и в соответствии с рекомендуемыми ПТЭ показателями на поверхностях нагрева образуется защитный слой окислов, предохраняющий металл от коррозии. В процессе пусков и остановов, а также во время простоев оборудования без консервации происходит нарушение прочности защитного слоя, переход отложений в виде взвеси в теплоноситель, что приводит к загрязненности его соединениями железа. Нарушение плотности защитных пленок стимулирует протекание электрохимической кор-

розии, что также ведет к обогащению среды соединениями железа и меди. В связи с этим каждый пуск влечет за собой ухудшение показателей водного режима.

В соответствии с действующей «Типовой инструкцией по ведению водно-химического режима энергоблоков сверхкритического давления» [6] при пуске энергоблока после простоя продолжительностью более 3 сут предусматривается время для водных отмывок конденсатно-питательного тракта и поверхностей нагрева котла до встроенной задвижки.

При пуске энергоблока после простоя менее 3 сут время для водных отмывок предусматривается в том случае, если во время рабочей кампании имели место резкие нарушения водного режима и отсутствовала возможность промывки котла при останове.

При пуске энергоблока из неостывшего состояния специальные выдержки времени для водных отмывок, как правило, не предусматриваются. Вывод загрязнений осуществляется в соответствии с графиком-заданием пуска блока.

Пуск блока из горячего состояния производится в соответствии с графиком-заданием без отмывок и размыкания контура для сброса воды в цирквводовод.

При пусках блока после монтажа, капитального ремонта или ремонтных и реконструктивных работ по тракту котла за ВЗ, связанных с массовой заменой труб, дополнительно к водной отмывке тракта до ВЗ проводится также отмывка первичного пароперегревателя котла на неработающем блоке.

Технология вывода загрязнений подробно изложена в [15].

Технология вывода загрязнений из пароводяного тракта при пуске прямоточных котлов давлением 100 кгс/см^2 (9,8 МПа) и менее должна быть установлена энергосистемой на основе имеющегося опыта эксплуатации [15].

4.8.19. При пуске энергоблока с прямоточным котлом после доведения нагрузки до заданной диспетчерским графиком или при подключении второго котла дубль-блока в течение первых 2 сут допускается превышение не более чем на 50 % удельной электрической проводимости пара, а также содержания в нем соединений натрия и кремниевой кислоты, а в питательной воде – удельной электрической проводимости, общей жесткости, содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, железа и меди. При этом в первые сутки содержание соединений железа и кремниевой кислоты допускается до 50 мкг/дм^3 по каждому из этих составляющих.

При пуске энергоблока с прямоточным котлом после капитального и среднего ремонта превышение норм не более чем на 50 % допускается в течение 4 сут. При этом в первые сутки содержание соединений железа и кремниевой кислоты допускается до 100 мкг/дм^3 по каждому из этих составляющих.

Соблюдение представленных после пуска прямоточного котла показателей, допускающих превышение удельной электрической проводимости пара, а также содержания в нем соединений натрия и кремниевой кислоты, а в питательной воде – удельной электрической проводимости, общей жесткости, содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, железа и меди на определенное время обеспечивает последующую работу котла с показателями, соответствующими нормам ПТЭ.

4.8.20. Среднее по всем точкам отбора качество насыщенного пара котлов с естественной циркуляцией, а также качество перегретого пара после всех устройств для регулирования его температуры должно удовлетворять следующим нормам:

Номинальное давление за котлом, кгс/см³ (МПа)	**40 (3,9)**	**100 (9,8)**	**140 (13,8)**
Содержание соединений натрия, мкг/дм³, не более:			
для ГРЭС	**60**	**15**	**5**
для ТЭЦ	**100**	**25**	**5**

Содержание кремниевой кислоты для котлов давлением 70 кгс/см² (7 МПа) и выше на ГРЭС должно быть не более 15, на ТЭЦ – не более 25 мкг/дм³.

Значение pH для котлов всех давлений должно быть не менее 7,5.

Для котлов, подпитывающихся химически очищенной водой, значение pH пара может быть скорректировано энергосистемой на основе имеющегося опыта эксплуатации.

Удельная электрическая проводимость должна быть:

для котлов давлением 100 кгс/см² (9,8 МПа) не более 0,5 мкСм/см для дегазированной Н-катионированной пробы или 1,5 мкСм/см для Н-катионированной пробы;

для котлов давлением 140 кгс/см² (13,8 МПа) не более 0,3 мкСм/см для дегазированной пробы[1] или 1 мкСм/см для пробы.

---

[1] Удельная электрическая проводимость дегазированной пробы пара указана для тех электростанций, где установлены кондуктометры с дегазацией пробы, в том числе солемеры ЦКТИ с малогабаритным солеконцентратором, снабженным соответствующей шкалой.

Для котлов с естественной циркуляцией нормируется качество как перегретого пара на выходе из котла, так и насыщенного на выходе из барабана. Ввиду того, что растворимость различных соединений в паре зависит от его параметров (давления, температуры), это нашло отражение в дифференцировании норм по давлению, в частности по содержанию соединений натрия.

Содержание кремниевой кислоты нормируется для котлов давлением 70 кгс/см² (7 МПа) и выше. Этот показатель для пара давлением менее 70 кгс/см² (7 МПа) не нормируется, поскольку в этой зоне давлений растворимость кремниевой кислоты в паре практически не проявляется.

Значение pH и величина удельной электрической проводимости дегазированной или Н-катионированной пробы нормируются для предотвращения образования отложений на лопатках турбины и возможной коррозии ее элементов.

Для котлов с естественной циркуляцией помимо нормирования качества перегретого пара требуется нормирование качества насыщенного пара, поскольку примеси в него могут попасть за счет не только растворимости, но и капель влаги. Согласно нормами ПТЭ в пароперегревателе не должно быть отложений солей, что отражено в равенстве норм для насыщенного и перегретого пара.

Дифференцирование норм качества пара для ГРЭС и ТЭЦ основано на добавке подпиточной воды, определяющей качество питательной воды, которая использу-

ется при промывке пара в барабане. На ТЭЦ с отдачей пара на производство или отопление добавок возвращаемого производственного конденсата, химически очищенной или обессоленной воды может составить до 40 %, что соответствующим образом отразится на качестве питательной воды, а следовательно, и на качестве насыщенного пара. С другой стороны, значительный отпуск пара на ТЭЦ и вывод с ним определенного количества загрязнений позволяют предъявить менее жесткие требования к пару, поступающему на турбины ТЭЦ, по сравнению с паром, подаваемым на турбины ГРЭС.

Удельная электрическая проводимость дегазированной пробы пара указана для тех электростанций, где установлены солемеры ЦКТИ с малогабаритным солеконцентратором. Конструкция солемера позволяет автоматически обеспечивать 15-кратное концентрирование пробы и практически полностью удалять из нее газы – аммиак и углекислоту, влияющие на показания электропроводимости. Основная шкала солемера указывает солесодержание пробы в пересчете на NaCl (мкг/кг). Для оценки качества пара по общепринятому в мировой и отечественной практике показателю «электропроводимость» в ПТЭ-15 введено понятие «дегазированная проба». Для удобства использования, кроме основной шкалы солесодержания, солемер необходимо снабдить шкалой удельной электропроводимости (в мкСм/см).

При отсутствии шкалы удельной электропроводимости можно определять электропроводимость дегазированной пробы переносным кондуктометром в упаренной пробе после датчика солемера. Если же на электростанции не установлены солемеры ЦКТИ, следует ограничиться определением электропроводимости Н-катионированной пробы, имея при этом в виду, что в этом случае измеряется электропроводимость не только нелетучих примесей, но и углекислоты.

В п. 4.8.20 ПТЭ регламентируется качество пара, в том числе и по значению pH, для энергетических котлов с естественной циркуляцией давлением 40 кгс/см² (3,9 МПа) и выше.

Качество пара и питательной воды промышленных котлов с естественной циркуляцией давлением менее 40 кгс/см² (3,9 МПа) должно соответствовать ГОСТ 20995–75.

4.8.21. Качество питательной воды котлов с естественной циркуляцией должно удовлетворять следующим нормам:

Номинальное давление за котлом, кгс/см² (МПа)	**40 (3,9)**	**100 (9,8)**	**140 (13,8)**
Общая жесткость, мкг-экв/дм³, не более, для котлов:			
на жидком топливе	**5**	**1**	**1**
на других видах топлива	**10**	**3**	**1**
Содержание соединений железа, мкг/дм³, не более, для котлов:			
на жидком топливе	**50**	**20**	**20**
на других видах топлива	**100**	**30**	**20**
Содержание соединений меди в воде перед деаэратором, мкг/дм³, не более, для котлов:			
на жидком топливе	**10**	**5**	**5**
на других видах топлива	**Не нормируется**	**5**	**5**

Содержание растворенного кислорода в воде после деаэратора, мгк/дм³, не более	**20**	**10**	**10**
Содержание нефтепродуктов, мг/дм³, не более	**0,5**	**0,3**	**0,3**
Значение pH[1]	**8,5–9,5**	**9,1 ± 0,1**	**9,1 ±0,1**
Номинальное давление за котлом, кгс/см³ (МПа)	**70–100 (7,0–9,8)**		**140 (13,8)**
Содержание кремниевой кислоты, мкг/дм³, не более:			
для ГРЭС и отопительных ТЭЦ		**80**	**30**
для ТЭЦ с производственным отбором пара		**Устанавливается теплохимическими испытаниями**	**60**

Содержание соединений натрия для котлов 140 кгс/см² (13,8 МПа) должно быть не более 50 мкг/дм³. Допускается с разрешения энергосистемы корректировка норм содержания натрия в питательной воде на ТЭЦ с производственным отбором пара, в случае если на ней не установлены газоплотные или другие котлы с повышенными локальными тепловыми нагрузками экранов и регулирование перегрева пара осуществляется впрыском собственного конденсата.

Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы для котлов давлением 140 кгс/см² (13,8 МПа) должна быть не более 1,5 мкСм/см. Допускается с разрешения энергосистемы соответствующая корректировка нормы удельной электрической проводимости в случае корректировки нормы содержания натрия в питательной воде.

Содержание гидразина (при обработке воды гидразином) должно составлять от 20 до 60 мкг/дм³; в период пуска и останова котла допускается содержание гидразина до 3 000 мкг/дм³ (со сбросом пара в атмосферу).

Содержание аммиака и его соединений должно быть не более 1 000 мкг/дм³; в отдельных случаях с разрешения энергосистемы допускается увеличение содержания аммиака до значений, обеспечивающих поддержание необходимого значения pH пара, но не приводящих к превышению норм содержания в питательной воде соединений меди.

Содержание свободного сульфита (при сульфитировании) должно быть не более 2 мг/дм³.

Суммарное содержание нитритов и нитратов для котлов давлением 140 кгс/см² (13,8 МПа) должно быть не более 20 мкг/дм³; для котлов давлением 100 кгс/см² (9,8 МПа) и менее допусти-

---

[1] При восполнении потерь пара и конденсата химически очищенной водой допускается повышение значения pH до 10,5.

мое содержание нитритов и нитратов должно быть установлено энергосистемой на основе имеющегося опыта эксплуатации исходя из условий обеспечения безаварийной и экономичной работы оборудования, при этом для котлов давлением 70 кгс/см^2 (7,0 МПа) и менее содержание нитратов не нормируется.

Качество питательной воды котлов с естественной циркуляцией нормируется из условия предотвращения накипеобразования на поверхностях нагрева котлов и подавления коррозии конденсатно-питательного тракта.

При нормировании преимущественное число показателей относят к точке тракта на входе в котел. Исключение составляет нормирование соединений меди, которое отнесено к точке тракта перед деаэратором, и растворенного кислорода, которое отнесено к точке тракта после деаэратора. Ограничение содержания меди связано с ее отложениями в деаэраторе и подогревателях высокого давления, что необходимо контролировать. Нормирование кислорода за деаэратором предусматривает контроль за его работой.

Ограничение жесткости питательной воды при наличии фосфатирования котловой воды диктуется необходимостью избежать больших скоплений шлама в котле, что нежелательно из-за возможного прикипания его к поверхностям нагрева.

Дифференцирование норм жесткости по параметрам связано с зависимостью растворимости соединений Ca и Mg от температуры воды. Более жесткие нормы для котлов, работающих на жидком топливе, установлены исходя из больших тепловых потоков, в результате чего отдельные панели экранов с учетом неравномерного распределения тепловых потоков по периметру топки воспринимают повышенные тепловые нагрузки. Температура среды в пристенном слое способствует более раннему достижению предела растворимости и выпадению осадка на поверхности трубы.

Важным нормируемым показателем качества питательной воды является концентрация железа. Присутствие соединений железа, как правило, мало зависит от подготовки добавочной воды или присосов охлаждающей воды в конденсаторах и в первую очередь связано с протеканием коррозионных процессов во время эксплуатации и при простоях оборудования.

Примеси железа, вносимые в котел с питательной водой, образуют малотеплопроводные отложения на теплонапряженных поверхностях нагрева, приводящие к пережогу труб.

Основным методом борьбы с образованием железоокисных отложений в котлах с естественной циркуляцией следует считать всемерное снижение концентрации железа в питательной воде за счет применения комплекса противокоррозионных мероприятий: стабильное поддержание значения pH в соответствии с нормами автоматическим дозированием аммиака, уменьшение присосов в вакуумной части конденсатного тракта, хорошая деаэрация воды в конденсаторе и деаэраторе, дозирование гидразина или сульфита натрия для связывания остатков кислорода после деаэратора, консервация оборудования при простоях, химические очистки экранных труб от отложений и пр.

Содержание соединений меди нормируется из условий предотвращения медных отложений в экранных трубах котлов. Медные накипи отмечаются в котлах давлением 100 кгс/см^2 (9,8 МПа) и выше преимущественно на трубах с максимальными тепловыми нагрузками. К числу мероприятий по предотвращению образования медных отложений следует отнести снижение концентрации меди в пита-

тельной воде путем уплотнения конденсатного тракта, поддержание концентрации аммиака в питательной воде в соответствии с нормами, дозирование гидразина в тракт после конденсаторов, своевременное удаление из котла медных отложений кислотными промывками. Важным является также совершенствование топочного режима с целью уменьшения локальных тепловых нагрузок экранов, влияющих на скорость роста медных отложений еще в большей степени, чем железоокисных.

Нормирование растворенного кислорода в воде после деаэратора обусловлено тем, что он вызывает коррозию пароводяного тракта. Для связывания кислорода, присутствующего в питательной воде за счет присосов в вакуумной части конденсатного тракта и не полностью удаленного при деаэрации, производится обработка турбинного конденсата гидразином или питательной воды сульфитом натрия. Применению сульфита сопутствует увеличение солесодержания питательной воды, поэтому он используется преимущественно на котлах давлением ниже 100 кгс/см^2 (9,8 МПа). Поддержание избытка гидразина в пределах норм обеспечивает подавление кислородной коррозии и создание на металле защитной пленки окислов. В периоды пуска и останова котлов допускается повышенное содержание гидразина в питательной воде, определяемое условиями пассивации внутренних поверхностей нагрева котла.

Содержание нефтепродуктов в питательной воде ограничивается в связи с резким увеличением термического сопротивления экранных труб при образовании маслянистой пленки на поверхности металла.

Нормирование pH до значений, обеспечивающих слабощелочную среду и тормозящих протекание коррозии углеродистых сталей конденсатно-питательного тракта, обеспечивается вводом в питательную воду аммиака. Однако повышение pH питательной воды за счет аммиака, практически полностью переходящего в пар, может приводить в присутствии кислорода к аммиачной коррозии латунных трубок в ПНД или конденсаторах и загрязнению конденсата соединениями меди. Во избежание коррозии латуни нормируется предельное содержание кислорода в конденсате и аммиака в питательной воде.

Нормирование кремниевой кислоты в питательной воде котлов с естественной циркуляцией производится из расчета обеспечения чистоты насыщенного пара при установленной величине продувки в соответствии с нормами ПТЭ.

Загрязнение насыщенного пара кремнекислыми соединениями зависит от кремнесодержания котловой воды, а также качества воды, подаваемой на паропромывочные устройства. Кремнесодержание питательной воды зависит, в свою очередь, от схемы подготовки добавочной воды и подпитки.

На ГРЭС и отопительных ТЭЦ подпитка практически одинакова и составляет 2–3 %, поэтому предельное кремнесодержание здесь меньше, чем для ТЭЦ с производственным отбором, но различается для разных параметров теплоносителя. Это связано с тем, что подпитка котлов давлением 70–100 кгс/см^2 (7,0–9,8 МПа) осуществляется химически очищенной водой с кремнесодержанием 1–2 мг/дм^3, а котлов давлением выше 100 кгс/см^2 (9,8 МПа) – обессоленной водой. На ТЭЦ с производственным отбором пара качество питательной воды зависит от добавок, которые могут достигать 20–30 % и более. Когда в качестве добавки используется химически очищенная вода, предельное кремнесодержание устанавливается на основании теплохимических испытаний.

В настоящее время на электростанциях России основу парка барабанных котлов давлением 140 кгс/см^2 (13,8 МПа) составляют котлы старого поколения с умеренным теплонапряжением топочных камер. Вместе с тем в 80-х годах значительно

расширился парк котлов нового поколения – высокотеплонапряженных газоплотных и малогабаритных. На ряде электростанций наблюдаются коррозионные процессы, образование отложений различных солей на внутренней поверхности экранных труб, повреждение этих труб даже при соблюдении норм качества теплоносителя или при незначительном их нарушении. Это происходит при повышенном солесодержании котловой воды. Часть солей выпадает в виде твердой фазы на внутренней поверхности труб, а другая (особенно щелочные соединения натрия в условиях обязательного присутствия в экранных трубах железоокисных отложений) концентрируется в порах отложений в виде едкого натра, интенсифицируя при этом процесс щелочной коррозии металла. Поэтому для котлов давлением 140 кгс/см^2 (13,8 МПа) нормируются содержание соединений натрия и удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы (солесодержание) питательной воды.

При этом с разрешения энергосистемы допускается корректировка норм содержания натрия в питательной воде на ТЭЦ с производственным отбором пара, в случае если на ней не установлены газоплотные или другие котлы с повышенными локальными тепловыми нагрузками экранов и регулирование перегрева пара осуществляется впрыском собственного конденсата.

Присутствие в питательной воде нитритов и нитратов натрия, которые могут попасть в пароводяной тракт с возвращаемым производственным конденсатом, а также за счет присосов в конденсаторе или с добавочной водой, в больших количествах вызывает опасность возникновения нитритной коррозии экранных труб. При давлениях выше 70 кгс/см^2 (7,0 МПа) в котловой воде происходит разложение нитратов с образованием нитритов. Поэтому для котлов давлением 140 кгс/см^2 (13,8 МПа) нормируется суммарное содержание нитритов и нитратов, для котлов давлением 100 кгс/см^2 (9,8 МПа) и менее допустимое содержание этих соединений должно быть установлено энергосистемой на основе имеющегося опыта эксплуатации исходя из условий обеспечения безаварийной работы оборудования, при этом для котлов давлением 70 кгс/см^2 (7,0 МПа) и менее содержание нитратов не нормируется.

4.8.22. Качество питательной воды и пара котлов с естественной циркуляцией давлением менее 40 кгс/см^2 (3,9 МПа) должно соответствовать действующим нормативным документам. Для электростанций, на которых установлены котлы с давлением пара, отличающимся от стандартизированных значений, нормы качества пара и питательной воды должны быть скорректированы энергосистемой.

Пояснений не требуется.

4.8.23. Нормы качества котловой воды, режимы непрерывной и периодической продувок должны быть установлены на основе инструкций завода – изготовителя котла, типовых инструкций по ведению водно-химического режима или результатов теплохимических испытаний, проводимых электростанцией, службами энергосистемы или специализированными организациями. Необходимость проведения теплохимических испытаний котла определяется энергосистемой.

В том случае, если качество котловой воды при нормах и режимах непрерывной и периодической продувок, установленных на основе инструкций завода – изготовителя котла или типовых инструкций по ведению водно-химического режима, не обеспечивает требуемых по ПТЭ норм качества пара, необходимо проведение теплохимических испытаний.

Целью теплохимических испытаний котла является определение предельно допустимого содержания нормируемых примесей (общее солесодержание, содержание кремниевой кислоты и др.) при различных режимах работы котла. При этом должны быть обеспечены качество пара, соответствующее нормам, чистота поверхностей нагрева котла, а также предохранение металла от коррозионных повреждений.

Теплохимические испытания, как правило, проводятся при вводе головного котла в эксплуатацию, переходе на другой вид топлива, изменении норм ПТЭ, после конструктивных изменений в котле, в частности топочных устройств.

Необходимость проведения теплохимических испытаний котла определяется энергосистемой [15, 32].

4.8.24. Избыток фосфатов в котловой воде должен составлять:
для котлов давлением 140 кгс/см² (13,8 МПа) по чистому отсеку – 0,5–2 мг/дм³, по солевому отсеку – не более 12 мг/дм³;
для котлов давлением 100 кгс/см² (9,8 МПа) и ниже по чистому отсеку – 2–6 мг/дм³, по солевому отсеку – не более 30 мг/дм³.
Для котлов без ступенчатого испарения избыток фосфатов должен (как и остальные показатели) соответствовать норме для чистого отсека в зависимости от давления в котле.

Во избежание образования в экранных трубах железофосфатных отложений для котлов с давлением 140 кгс/см² (13,8 МПа) ПТЭ регламентируют режим пониженного фосфатирования. Для котлов с давлением 100 кгс/см² (9,8 МПа) и ниже режим фосфатирования котловой воды остается традиционным.

Защитные концентрации фосфатов в котловой воде, подпитываемой обессоленной водой, как это предусмотрено ПТЭ для котлов 140 кгс/см² (13,8 МПа), невелики. Количество фосфатов, необходимое для связывания кальциевой составляющей жесткости питательной воды, определяется по формуле:

$$P_{св} = 2{,}85Ж_{п.в}/p,$$

где $P_{св}$ – концентрация связанных фосфатов в чистом или солевом отсеках, мг/дм³;
$Ж_{п.в}$ – жесткость питательной воды, мкг-экв/дм³;
p – продувка чистого или солевого отсеков, % от паропроизводительности котла;
2,85 – переводной коэффициент эквивалентной массы PO_4^{3-}, приходящейся на 1 мг-экв кальция в гидроксилапатите.

Исходя из приведенной формулы можно рассчитать, что, например, при жесткости питательной воды 0,5 мг-экв/дм³, производительности солевого отсека 10 %, величине непрерывной продувки 1 % значение $P_{св}$ в чистом отсеке составит 0,142 мг/кг, а в солевом – 1,42 мг/дм³. Избыток фосфатов в котловой воде – разница между общей концентрацией фосфатов, определяемой в котловой воде действующими методиками химического контроля, и расчетной величиной связанных фосфатов.

Таким образом, регламентируемые ПТЭ концентрации фосфатов в котловой воде обеспечивают не менее чем 5-кратный избыток фосфатов по сравнению с расчетной концентрацией связанных фосфатов. В то же время в условиях высоких тепловых нагрузок, характерных для котлов 140 кгс/см² (13,8 МПа), относительно невысокие общие концентрации фосфатов резко снижают интенсивность образования железофосфатных отложений и скорость коррозии металла экранных труб при проникновении ионов PO_4^{3-} в защитную магнетитовую пленку на металле и разрыхлении ее [20].

4.8.25. Значение pH котловой воды чистого отсека должно составлять:
для котлов давлением 140 кгс/см² (13,8 МПа) – 9,0–9,5;
для котлов давлением 100 кгс/см² (9,8 МПа) и ниже – не менее 9,3.
Значение pH котловой воды солевого отсека должно составлять:
для котлов давлением 140 кгс/см² (13,8 МПа) – не более 10,5;
для котлов давлением 100 кгс/см² (9,8 МПа) – не более 11,2;
для котлов давлением 40 кгс/см² (3,9 МПа) – не более 11,8.
Для котлов давлением 100 кгс/см² (9,8 МПа), питаемых химически очищенной водой, с разрешения энергосистемы допускается значение pH продувочной воды не более 11,5.
Для котлов давлением 140 кгс/см² (13,8 МПа) в котловой воде должно соблюдаться соотношение $Щ_{ф.ф} = (0,2 \div 0,5)\ Щ_{общ}$ в чистом отсеке и $Щ_{ф.ф} = (0,5 \div 0,7)Щ_{общ}$ в солевом отсеке.
Для котлов давлением 100 кгс/см² (9,8 МПа) и ниже в котловой воде солевого и чистого отсеков должно выполняться условие – $Щ_{ф.ф} \geq 0,5Щ_{общ}$.
В случае несоблюдения требуемых значений pH и соотношений щелочностей в котловую воду должен вводиться едкий натр, в том числе и в пусковых режимах.

Для котлов давлением 140 кгс/см² (13,8 МПа) величины pH и соотношения $Щ_{ф.ф}/Щ_{общ}$ устанавливались исходя из целесообразности поддержания в чистом отсеке режима чисто фосфатной щелочности (отсутствие гидратов), а в солевом отсеке – фосфатно-щелочного режима с ограничением гидратной щелочности. Эти режимы являются наиболее безопасными, при которых предотвращаются щелочная (межкристаллитная) и язвенная (подшламовая) коррозия металла и накипеобразование на внутренней поверхности экранных труб. Основное условие возможности организации этих режимов – высокое качество питательной воды по таким показателям, как натрий, кремнекислота, электропроводимость (п. 4.8.16).

В чистом отсеке отсутствие гидратной щелочности обеспечивается за счет относительно низкого содержания в котловой воде натрия (невысокая концентрация натрия в питательной воде и режим пониженного фосфатирования), а также тем, что в чистом отсеке все реакции котловой воды, в том числе и гидролиз солей натрия, протекают далеко не полностью. Величина pH и $Щ_{ф.ф}/Щ_{общ}$ котловой воды чистого отсека зависят от концентрации фосфатов и весового соотношения Na/PO_4, которое колеблется в пределах 0,6–0,8 (для раствора Na_3PO_4 это соотношение равно 0,726).

В солевом отсеке даже при соблюдении соотношения Na_3PO_4 = 0,6–0,8 неизбежно появляется гидратная щелочность ($Щ_{ф.ф}/Щ_{общ} > 0,5$), а величина pH превышает 9,5. Это объясняется тем, что в солевом отсеке за счет глубокого упаривания котловой воды интенсивно протекают процессы гидролиза различных соединений. При образовании гидроксилапатита часть фосфатов связывается кальцием, а освободившийся натрий участвует в необратимом гидролизе силиката и карбоната натрия с образованием сухого натра (свободная щелочь). Однако величина pH и соотношение $Щ_{ф.ф}/Щ_{общ}$ не выходят из регламентированных ПТЭ пределов из-за участия в необратимом гидролизе незначительного количества натрия, а гидролиз фосфата натрия с ростом концентрации свободной щелочи подавляется.

Ввод едкого натра в котловую воду осуществляется в случае понижения величины pH и соотношения $Щ_{ф.ф}/Щ_{общ}$ ниже установленных ПТЭ пределов для чистого отсека [20].

4.8.26. Для котлов с барабанами, имеющими заклепочные соединения, относительная щелочность котловой воды не должна превышать 20 %; со сварными барабанами и креплением труб вальцовкой или вальцовкой с уплотнительной подваркой – 50 %. Для котлов, имеющих сварные барабаны и приваренные к ним трубы, относительная щелочность воды не нормируется.

При фосфатно-щелочном режиме содержание свободного едкого натра (щелочность котловой воды солевого отсека по фенолфталеину больше 50 % ее общей щелочности), отнесенное к общему солесодержанию котловой воды солевого отсека (относительная щелочность), для котлов с барабанами, имеющими заклепочные соединения, со сварными барабанами и креплением труб вальцовкой или вальцовкой с уплотнительной подваркой, а также для котлов, имеющих сварные барабаны и приваренные к ним трубы, не должно превышать регламентированных ПТЭ значений.

Относительная щелочность, %, рассчитывается по формуле:

$$Щ = \frac{40\left(2Щ_{ф.ф} - Щ_{общ}\right)}{C_{к.в.}}100,$$

где $Щ_{ф.ф}$ – щелочность по фенолфталеину котловой воды солевого отсека, мг-экв/дм^3;

$Щ_{общ}$ – общая щелочность (по смешанному индикатору) котловой воды солевого отсека, мг-экв/дм^3;

$C_{к.в}$ – солесодержание (по электрической проводимости) котловой воды солевого отсека, мг/дм^3.

4.8.27. Расход воды при непрерывной продувке котла должен измеряться расходомером и поддерживаться в следующих пределах:

для установившегося режима при восполнении потерь обессоленной водой или дистиллятом испарителей – не более 1 и не менее 0,5 % производительности котла, а при восполнении потерь химически очищенной водой – не более 3 и не менее 0,5 %; при пуске котла из монтажа, ремонта или резерва допускается увеличение непрерывной продувки до 2–5 %; дли-

тельность работы котла с увеличенной продувкой должна быть установлена химическим цехом (лабораторией или соответствующим подразделением);

при высокой минерализации исходной воды, большом невозврате конденсата от потребителей и в других подобных случаях допускается увеличение размера продувки до 5 %.

Периодические продувки котлов из нижних точек должны осуществляться при каждом пуске и останове котла, а также во время работы котлов по графику, разработанному электростанцией или службами энергосистемы с учетом местных условий.

Непрерывная продувка служит для поддержания оптимальных эксплуатационных норм качества котловой воды путем вывода из котла поступивших в него примесей.

Наиболее надежным средством измерения продувки являются расходомеры, устанавливаемые на трубопроводе непрерывной продувки. Наряду с этим продувка, %, может быть определена по формуле:

$$P = \frac{C_{п.в.} - C_{п}}{C_{к.в.} - C_{п.в.}} 100,$$

где $C_{п.в.}$, $C_{п}$ – солесодержания питательной воды и насыщенного пара.

Непрерывная продувка котла связана с неизбежными потерями, так как с продувочной водой из котла отводится тепло при потенциале, соответствующем процессу получения насыщенного пара, а используется это тепло при более низком потенциале после расширителя непрерывной продувки. Поэтому на каждой электростанции после проведения теплохимических испытаний и наблюдений за работой котла устанавливаются оптимальные значения непрерывной продувки в пределах, указанных нормами, где максимальная установлена для ограничения тепловых потерь, а минимальная – для предупреждения отложений шлама и продуктов коррозии на обогреваемых поверхностях. Если требуемая продувка превышает указанные нормы, то для ее уменьшения следует либо улучшить качество добавочной воды, применив более совершенную схему водоподготовки, либо оборудовать котлы более эффективными внутрикотловыми устройствами, которые обеспечат получение пара требуемого качества при более высоких соле- и кремнесодержании продувочной воды.

Периодическая продувка котла, осуществляемая из нижних точек экранной системы, служит для удаления осевших там продуктов коррозии и шлама. Периодическая продувка не измеряется; длительность ее не должна превышать нескольких минут, поскольку при более длительном ее проведении возникает опасность упуска уровня с повреждениями поверхностей нагрева. Для предупреждения подобных неполадок следует выполнять требования завода-изготовителя котла.

Требования обязательного проведения периодической продувки при каждом останове и пуске котла определяются стремлением исключить взмучивание осевшего шлама и продуктов коррозии при заполнении котла водой.

4.8.28. Качество воды, применяемой для впрыскивания при регулировании температуры перегретого пара, должно быть таким, чтобы качество перегретого пара соответствовало нормам.

Максимальный расход воды, применяемой для впрыскивания при регулировании температуры перегретого пара, составляет при работе котла примерно 10 % его производительности. Поэтому качество используемой воды на впрыски может быть рассчитано исходя из пропорции расхода на впрыски и производительности котла. Практика показала, что наиболее приемлемым вариантом является использование на впрыски собственного конденсата котла.

4.8.29. В случае ухудшения качества пара при работе прямоточных котлов давлением 255 кгс/см^2 (25 МПа):
при увеличении удельной электрической проводимости до 0,5 мкСм/см, содержания соединений натрия до 10 мкг/дм^3 причина нарушения должна быть устранена не позднее чем за 72 ч;
при увеличении удельной электрической проводимости от 0,5 до 1,0 мкСм/см, содержания соединений натрия от 10 до 15 мкг/дм^3 причина ухудшения должна быть устранена не более чем за 24 ч;
при неустранении указанных выше нарушений в течение соответственно 72 и 24 ч, а также при увеличении удельной электрической проводимости более 1 мкСм/см, содержании соединений натрия более 15 мкг/дм^3 или снижении pH ниже 5,5 турбина должна быть остановлена в течение не более 24 ч по решению технического руководителя электростанции с уведомлением диспетчера энергосистемы.

В случае ухудшения качества пара котлов с естественной циркуляцией:
при превышении норм содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, удельной электрической проводимости не более чем в 2 раза причина ухудшения должна быть устранена в течение 72 ч;
при превышении норм содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, удельной электрической проводимости от 2 до 4 раз причина ухудшения должна быть устранена в течение 24 ч;
при неустранении указанных выше нарушений в течение соответственно 72 и 24 ч, а также при превышении норм содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, удельной электрической проводимости более чем в 4 раза или снижении pH ниже 5,5 турбина на блочных электростанциях или котел на электростанциях с поперечными связями должны быть остановлены не позднее чем через 24 ч по решению технического руководителя электростанции с уведомлением диспетчера энергосистемы.

При соблюдении норм качества пара для прямоточных котлов давлением 255 кгс/см^2 (25 МПа), регламентированных п. 4.8.15, обеспечивается продолжительная и надежная работа турбин без заметных отложений и коррозии в проточной части.

В случае ухудшения качества пара (увеличения удельной электрической проводимости, содержания соединений натрия), которое может произойти при нарушениях в процессе подготовки добавочной воды, загрязнения турбинного конденсата при появлении присосов охлаждающей воды в конденсаторах или при использовании для регулирования температуры перегретого пара некачественной воды, различают две степени нарушения качества пара.

При повышении удельной электрической проводимости и содержания соединений натрия до значений, указанных в ПТЭ, в зависимости от степени нарушения, причины ухудшения качества пара должны быть устранены за 72 (I степень нарушения) или за 24 ч (II степень нарушения).

В случае нарушения норм качества пара котлов с естественной циркуляцией, регламентированных п. 4.8.20, возникает опасность заноса турбины солями и коррозии ее проточной части, поэтому работа котла с ухудшенным качеством пара, как и для прямоточных котлов давлением 255 кгс/см^2 (25 МПа), ограничивается во времени.

При превышении норм содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, значений удельной электрической проводимости, указанных в ПТЭ (в зависимости от степени нарушения), причины ухудшения качества пара должны быть устранены за 72 (I степень нарушения) или за 24 ч (II степень нарушения).

При неустранении указанных в ПТЭ нарушений в течение соответственно 72 и 24 ч и дальнейшем ухудшении качества пара в соответствии с ПТЭ турбина на блочных электростанциях или котел на электростанциях с поперечными связями должны быть остановлены не позднее чем через 24 ч по решению технического руководителя электростанции.

4.8.30. В случае ухудшения качества питательной воды котлов с естественной циркуляцией:

при превышении норм содержания общей жесткости, соединений кремниевой кислоты, [и (или) натрия для котлов давлением 140 кгс/см^2 (13,8 МПа)] не более чем в 2 раза причина ухудшения должна быть устранена в течение 72 ч;

при превышении норм содержания общей жесткости от 2 до 5 раз, содержания соединений кремниевой кислоты[и (или) натрия для котлов давлением 140 кгс/см^2 (13,8 МПа)] более чем в 2 раза причина ухудшения должна быть устранена в течение 24 ч;

при неустранении указанных выше нарушений в течение соответственно 72 и 24 ч или при увеличении содержания общей жесткости более чем в 5 раз котел должен быть остановлен не позднее чем через 4 ч по решению технического руководителя электростанции с уведомлением диспетчера энергосистемы.

До устранения причин нарушения качества питательной воды увеличиваются непрерывная и периодическая продувки при более частом контроле за качеством пара, а при превышении норм по содержанию общей жесткости проводится и усиленное фосфатирование котловой воды. При этом для котлов 140 кгс/см^2 (13,8 МПа) допускается увеличение избытка фосфатов до 12 мг/дм^3.

В случае снижения в котловой воде значения pH ниже 7,5 и невозможности повышения его путем дозирования едкого натра или за счет устранения причин нарушения котел должен быть остановлен немедленно.

При соблюдении норм качества питательной воды котлов с естественной циркуляцией, регламентированных ПТЭ (п. 4.8.21), обеспечивается длительная, надежная и безаварийная их работа. Однако при нарушениях водно-химического режима в зависимости от степени нарушения на экранных трубах котла могут возникнуть отложения, которые приведут к их повреждениям.

При превышении норм содержания общей жесткости, соединений кремниевой кислоты, натрия в пределах, указанных в ПТЭ в зависимости от степени нарушения, причины ухудшения качества питательной воды должны быть устранены в течение 72 (I степень нарушения) или в течение 24 ч (II степень нарушения).

При неустранении указанных в ПТЭ нарушений в течение соответственно 72 и 24 ч котел должен быть остановлен не позднее чем через 4 ч по решению технического руководителя электростанции.

Во избежание повреждений котла до устранения причин нарушения качества питательной воды следует увеличить непрерывную и периодическую продувки при более частом контроле за качеством пара, а при превышении норм по содержанию общей жесткости проводить усиленное фосфатирование котловой воды.

Во избежание интенсивной коррозии поверхностей нагрева котла в случае снижения в котловой воде значения pH ниже 7,5 и невозможности повышения его дозированием едкого натра или за счет устранения причин нарушения котел должен быть остановлен немедленно.

4.8.31. Качество конденсата турбин после конденсатных насосов первой ступени электростанций с прямоточными котлами давлением 140–255 кгс/см^2 (13,8–25 МПа) должно отвечать следующим нормам, не более:
общая жесткость 0,5 мкг-экв/дм^3; при очистке 100 % конденсата, выходящего из конденсатосборника турбины, допускается временное повышение указанной нормы на срок не более 4 сут при условии соблюдения норм качества питательной воды;
удельная электрическая проводимость 0,5 мкСм/см;
содержание растворенного кислорода после конденсатных насосов 20 мкг/дм^3.

См. пояснения к п. 4.8.32.

4.8.32. Качество конденсата турбин электростанций с котлами с естественной циркуляцией должно отвечать следующим нормам, не более:

Номинальное давление за котлом, кгс/см^2 (МПа)	**40 (3,9)**	**100 (9,8)**	**140 (13,8)**
Общая жесткость, мкг-экв/дм^3, не более, для котлов:			
на жидком топливе	**5**	**1**	**1**
на других видах топлива	**10**	**3**	**1**

Содержание растворенного кислорода после конденсатных насосов должно быть не более 20 мкг/дм³. Для турбин, работающих в режиме ухудшенного вакуума с подогревом сетевой воды в конденсаторе, допускается корректировка этой нормы с разрешения энергосистемы.

Основными составляющими питательной воды паровых котлов являются: конденсат турбин; добавочная вода (химически очищенная, обессоленная или дистиллят испарителей); конденсат, возвращаемый потребителями пара; внутристанционные составляющие (конденсаты регенеративных, сетевых и других подогревателей, воды дренажных баков, баков низких точек и др.). Качество каждой из этих составляющих, а также их доля в общем количестве питательной воды определяют качество питательной воды в целом.

Доли каждой из составляющих питательной воды на разных типах ТЭС (ГРЭС, ТЭЦ) и даже на различных электростанциях одного типа (особенно на ТЭЦ) могут значительно отличаться. Однако, как правило, большую часть питательной воды на ТЭС любого типа составляет либо конденсат турбин, либо добавочная вода. Поэтому качество этих потоков в значительной мере определяет качество питательной воды.

Конденсат турбин является основной составляющей питательной воды котлов на конденсационных электростанциях (ГРЭС) и на чисто отопительных ТЭЦ в минимумы теплофикационной нагрузки. В принципе конденсат по своему качеству не должен отличаться от пара, поступающего в конденсатор турбины. Однако конденсаторы представляют собой поверхностные теплообменники, плотность которых не является абсолютной. В результате, особенно через несколько лет эксплуатации, когда первоначальная плотность конденсаторов начинает снижаться, некоторое количество охлаждающей воды через образующиеся неплотности может поступать в паровое пространство конденсатора. Смешение конденсата с поступившей охлаждающей водой приводит к ухудшению качества конденсата.

Даже при абсолютной гидравлической плотности конденсатора ухудшение качества конденсата по сравнению с паром, поступающим в турбину, не исключается вследствие возможного обогащения конденсата продуктами коррозии трубок и внутренней поверхности корпуса конденсатора (из-за коррозионного воздействия содержащихся в паре примесей и воздуха, проникающего через неплотности системы регенерации, работающей под разряжением, конденсатора и разъемов цилиндра низкого давления турбины).

При эксплуатации прямоточных котлов сверхвысокого 140 кгс/см² (13,8 МПа) и сверхкритического 225 кгс/см² (25 МПа) давлений, когда в образовании отложений и развитии коррозии в котлах и турбинах начинают участвовать все примеси, содержащиеся в питательной воде, качество конденсата турбин как основной составляющей питательной воды таких котлов должно быть практически равно качеству этой воды. Поэтому с целью удаления из конденсата примесей, поступивших в него с паром и присосами охлаждающей воды, энергоблоки с такими котлами оборудуются установками для очистки всего конденсата, выходящего из конденсатосборников турбины энергоблока. При этом для предотвращения перегрузки конденсатоочисток содержащимися в конденсате загрязнениями, ухудшения степени очистки конденсата и снижения длительности их эффективной работы качество конденсата турбин после конденсатных насосов первой ступени (до

поступления на конденсатоочистку) нормируется по удельной электрической проводимости и общей жесткости (соответственно не более 0,5 мкСм/см и 0,5 мкг-экв/дм^3).

Для котлов с естественной циркуляцией, где легкорастворимые примеси питательной воды концентрируются в котловой воде и выводятся с продувкой, наибольшую опасность представляют труднорастворимые примеси, главным образом соединения кальция и магния, аналитически определяемые как общая жесткость воды. Эти соединения даже при незначительном содержании их в питательной воде образуют накипь на внутренней поверхности парогенерирующих труб. Поэтому в первую очередь качество конденсата турбин электростанций с котлами с естественной циркуляцией нормируется по общей жесткости. При этом нормы общей жесткости конденсата турбин дифференцируются в зависимости от давления газа в котлах и вида сжигаемого топлива. Так как с повышением давления в котле и ростом теплонапряжения в топке при работе на мазуте процессы накипеобразования интенсифицируются, нормы жесткости конденсата установлены более низкими.

Поступающие в конденсат с воздухом кислород и углекислота вызывают затруднения в эксплуатации из-за интенсификации коррозии оборудования и трубопроводов конденсатно-питательного тракта и нарушений процесса ведения водного режима. Поэтому содержание растворенного кислорода в конденсате турбин после конденсатных насосов электростанций как с прямоточными котлами, так и котлами с естественной циркуляцией нормируется и не должно превышать 20 мкг/дм^3. Современные конденсаторы турбин обладают достаточной деаэрирующей способностью и практика эксплуатации подтверждает, что нормируемое содержание кислорода в конденсате может устойчиво поддерживаться.

Требование о нормировании содержания растворенного кислорода в конденсате турбин должно соблюдаться и при эксплуатации энергоблоков с кислородными водными режимами, с тем чтобы исключить отрицательное влияние неконтролируемого содержания кислорода в конденсате турбин из-за возможных присосов воздуха на процессы деаэрации питательной воды, а также дозирования и стабильного поддержания установленной нормы содержания кислорода в питательной воде энергоблока при кислородном водном режиме.

Для поддержания работоспособности энергоблока необходимо своевременное выявление причин нарушения норм качества конденсата турбин и немедленное их устранение. И только на энергоблоках при очистке 100 % конденсата допускается временная, в течение не более 4 сут, работа энергоблока с жесткостью конденсата турбины, превышающей нормируемую величину. При этом конденсатоочистка должна обеспечить эффективное удаление из конденсата всех поступающих в него загрязнений, а нормы качества питательной воды энергоблока не должны превышаться.

Работа с повышенной жесткостью конденсата более 4 сут недопустима, так как может привести к истощению фильтров конденсатоочистки. Важно отметить, что указанный срок (4 сут) установлен для случая, когда фильтры конденсатоочистки полностью отрегенерированы. Если же к моменту ухудшения качества конденсата фильтры уже отработали часть обычного межрегенерационного периода, срок работы конденсатоочистки при повышенной жесткости конденсата должен быть сокращен. Одновременно должен быть усилен контроль за качеством конденсата до и после конденсатоочистки и приняты меры по восстановлению работоспособности фильтров [10].

4.8.33. Качество обессоленной воды для подпитки прямоточных котлов должно удовлетворять следующим нормам, не более:

Общая жесткость, мкг-экв/дм³ 0,2
Содержание кремниевой кислоты, мкг/дм³ 20
Содержание соединений натрия, мкг/дм³ 15
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см 0,5

Качество обессоленной воды для подпитки котлов с естественной циркуляцией давлением 140 кгс/см² (13,8 МПа) должно удовлетворять следующим нормам, не более:

Общая жесткость, мкг-экв/дм³ 1
Содержание кремниевой кислоты, мкг/дм³ 100
Содержание соединений натрия, мкг/дм³ 80
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см 2,0

В отдельных случаях нормы качества обессоленной воды могут быть скорректированы энергосистемой в зависимости от местных условий (качества исходной воды, схемы водоподготовительной установки, типа используемых ионитов, доли обессоленной воды в балансе питательной) при условии соблюдения норм качества питательной воды.

Качество добавочной воды для подпитки барабанных котлов давлением 100 кгс/см² (9,8 МПа) и ниже, а также качество внутристанционных составляющих питательной воды прямоточных и барабанных котлов (конденсаты регенеративных, сетевых и других подогревателей, вод дренажных баков, баков нижних точек, баков запаса конденсата и других потоков) должно быть таким, чтобы обеспечивалось соблюдение норм качества питательной воды. При загрязненности внутристанционных составляющих питательной воды, вызывающей нарушение норм, они до возвращения в цикл должны быть подвергнуты очистке или сброшены.

Анализ повреждений поверхностей нагрева котлов показывает, что в большинстве случаев основными причинами образования отложений и протекания процессов коррозии на внутренних поверхностях экранных труб, приводящих к их разрушению, являются допускаемые во время эксплуатации, по тем или иным причинам, нарушения норм и требований нормативно-технических документов по организации и ведению водно-химического режима котлов. Кроме того, определяющую роль в снижении надежности работы поверхностей нагрева играет и недостаточная полнота нормативно-технических документов в части условий и требований к процессу эксплуатации водоподготовительно-го и теплосилового оборудования, выполнение которых необходимо для повышения надежности работы котлов. Так, в частности, в 14-м издании ПТЭ и других руководящих документах отсутствовали нормы качества добавочной воды для подпитки котлов, приготовляемой на водоподготовительных установках электростанций (за исключением норм качества обессоленной воды для подпитки прямоточных котлов). Отсутствие таких норм в ряде случаев приводило к недооценке важности организации эффективной работы водоподготовительных установок и поддержанию стабильности качества обработанной воды.

Этот недостаток наиболее серьезно сказывается при эксплуатации котлов с естественной циркуляцией давлением 140 кгс/см² (13,8 МПа), особенно котлов нового поколения – высокотеплонапряженных газоплотных и малогабаритных типа ТГМЕ-464, ТГМЕ-454, БКЗ-420 и др., особенно чувствительных к качеству питательной, а следовательно, и добавочной воды. Поэтому дополнительно к нормам качества обессоленной воды для подпитки прямоточных котлов в 15-е издание ПТЭ были введены также и нормы качества обессоленной воды для подпитки котлов с естественной циркуляцией давлением 140 кгс/см² (13,8 МПа) по общей жесткости, содержанию кремниевой кислоты, соединений натрия и удельной электрической проводимости (соответственно не более 1 мкг-экв/кг, 20 мкг/кг, 15 мкг/кг и 0,5 мкСм/см).

Эти нормы приняты с учетом возможностей имеющегося арсенала средств водоподготовки и регулирования водно-химического режима, а также структур тепловых схем действующих электростанций. Кроме того, практика эксплуатации подтверждает, что нормируемое качество обессоленной воды может быть достигнуто и стабильно поддерживаться практически на всех электростанциях путем проведения режимной наладки двухступенчатых обессоливающих водоподготовительных установок с последующим строгим соблюдением технологии при эксплуатации каждой ступени обработки воды.

В отдельных случаях, в зависимости от местных условий (качества исходной воды, особенностей схемы водоподготовительной установки, типа используемых ионитов, доли обессоленной воды в общем балансе питательной воды и т. п.) нормы качества обессоленной воды могут быть скорректированы энергосистемой при условии соблюдения норм качества питательной воды.

При необходимости повышения и стабильности поддержания качества добавочной обессоленной воды, в первую очередь на тех электростанциях, где доля добавочной воды в питательной превышает 5 %, целесообразно рассмотреть возможность применения на водоподготовительной установке дополнительной ступени обработки воды в ионитовых фильтрах смешанного действия или, в крайнем случае, в последовательно установленных Н- и ОН-ионитовых фильтрах.

Что же касается качества добавочной воды для подпитки котлов с естественной циркуляцией давлением 100 кгс/см² (9,8 МПа) и менее, а также качества внутристанционных составляющих питательной воды прямоточных и барабанных котлов (конденсаты регенеративных, сетевых и других подогревателей, вод дренажных баков, баков нижних точек и других потоков), то они должны быть такими, чтобы в сумме обеспечивалось соблюдение норм качества питательной воды. Такое условие принято потому, что прямое нормирование качества этих составляющих затруднительно, так как на разных электростанциях доля каждой из них в общем количестве питательной воды и, соответственно, доля вкладов каждой из них в общую величину загрязненности питательной воды могут существенно различаться. Если же загрязненность внутристанционных составляющих питательной воды такова, что вызывает при их использовании нарушение качества питательной воды, они до возвращения в цикл должны быть подвергнуты очистке, использованы для других целей или сброшены. Для очистки загрязненных внутристанционных потоков и сокращения потерь воды (при вынужденном сбросе загрязненных потоков) целесообразно предусматривать на электростанции сооружение автономной общестанционной установки (АОУ), содержащей фазу механического фильтрования совместно с обезжелезиванием и фазу обессоливания (аналогичные установки сооружены и эксплуатируются на ряде энергоблоков сверхкритических параметров). При наличии на электростанции конденсатоочистки

конденсата, возвращаемого внешним потребителем пара, работающей не на полную мощность, ее фильтры могут быть использованы для обезжелезивания или обессоливания загрязненных внутристанционных потоков.

4.8.34. При снижении щелочности исходной воды Н-Na-катионированием или добавлением кислоты остаточная общая щелочность химически очищенной воды должна быть в пределах 0,2–0,8 мг-экв/дм^3.

В процессе подготовки добавочной питательной воды котлов низкого, среднего и во многих случаях высокого (100 кгс/см^2) давлений, питательной воды испарителей, а также при обработке добавочной воды теплосетей производится снижение щелочности воды, т.е. уменьшение содержания в ней бикарбонатов.

При нагревании воды бикарбонаты подвергаются термическому разложению и гидролизу с образованием либо углекислоты – при наличии в воде бикарбоната натрия (умягченная вода, предназначенная для подпитки паро-производящего оборудования):

$$2NaHCO_3 \rightarrow Na_2CO_3 + H_2O + CO_2;$$

$$Na_2CO_3 + H_2O \rightarrow 2NaOH + CO_2,$$

либо труднорастворимых соединений: карбонатов кальция и магния и гидрата окиси магния – при наличии в воде бикарбонатов кальция и магния (добавочная вода теплосетей):

$$Ca(HCO_3)_2 \rightarrow CaCO_3 + H_20 + CO_2;$$

$$Mg(HCO_3)_2 \rightarrow MgCO_3 + H_20 + CO_2;$$

$$MgCO_3 + 2H_2O \rightarrow Mg(OH)_2 + H_2O + CO_2.$$

Снижение щелочности воды достигается за счет ее подкисления сильной кислотой:

$$2NaHCO_3 + H_2SO_4 \rightleftarrows Na_2SO_4 + 2H_2O + 2CO_2;$$

$$Ca(HCO_3)_2 + H_2SO_4 \rightleftarrows CaSO_4 + 2H_2O + 2CO_2;$$

$$Mg(HCO_3)_2 + H_2SO_4 \rightleftarrows MgSO_4 + 2H_2O + 2CO_2.$$

Выделяющаяся при этом углекислота удаляется в декарбонизаторе.

Подкисление может производиться как подмешиванием к обрабатываемой воде кислой Н-катионированной воды, содержащей растворы сильных кислот (H_2S0_4, НС1, НРОз), так и путем непосредственного ввода серной или соляной кислоты в обрабатываемую воду.

При снижении щелочности умягченной воды, предназначенной для подпитки паропроизводящего оборудования, желательно возможно более полное удаление бикарбонатов для максимального снижения содержания углекислоты в паре (и, следовательно, в конденсате турбин, дистилляте испарителей и питательной воде) ввиду ее высокой коррозионной активности. Однако при малейшей передозировке Н-катионированной воды или кислоты возникает опасность снижения pH воды до значения менее 7, т.е. возможно получение коррозионно-активной среды. Поэтому количество добавляемой Н-катионированной воды или доза кислоты должны выбираться такими, чтобы обработанная вода имела небольшую остаточную щелочность, примерно 0,2–0,8 мг-экв/дм^3.

При снижении щелочности добавочной воды теплосети или охлаждающей воды, содержащей бикарбонаты кальция и магния, с целью предотвращения выпадения из воды труднорастворимых соединений и образования накипи доля Н-катионированной воды или доза кислоты, а также величина остаточной щелочности должны выбираться и поддерживаться такими, чтобы в каждом конкретном случае обеспечить выполнение норм качества подпиточной или охлаждающей воды, предписанных соответствующими нормативными документами.

4.8.35. При появлении в исходной воде или в тракте водоподготовительной установки бактерий, вызывающих образование нитритов, должна проводиться периодическая обработка трубопроводов исходной воды и фильтрующих материалов осветлительных фильтров раствором хлорной извести.

Наличие в питательной воде котлов нитрит-ионов (NO^-_2) может приводить к появлению серьезных коррозионных разрушений экранных труб котлов вследствие так называемой нитритной коррозии металла. Поэтому содержание нитритов в питательной воде котлов давлением 140 кгс/см^2 (13,8 МПа) строго нормируется, а для котлов меньших давлений устанавливается на основе имеющегося опыта эксплуатации из условий обеспечения безаварийной и экономичной работы оборудования. Последнее обстоятельство связано с тем, что на коррозию металла парового котла, в том числе и нитритную, влияют многочисленные физико-химические факторы: давление и температура, тепловая нагрузка экранных поверхностей, скорость циркуляции воды, механические напряжения труб экранной системы, состояние внутренней поверхности экранных труб, химический состав питательной и котловой воды и т. д. Влияние большинства этих факторов при различных давлениях и температурах различно. Так, например, опыт эксплуатации показывает, что на котлах среднего давления нитритная коррозия не всегда развивается даже при значительном содержании нитритов в питательной воде. Исходя из этого право нормирования содержания нитритов в питательной воде котлов давлением 100 кгс/см^2 (9,8 МПа) и ниже передается энергосистеме. Во всех случаях, когда на электростанции отмечается наличие нитритов в питательной воде, следует выяснить их происхождение. Если исходная вода водоподготовительной установки содержит нитриты, а технологическая схема установки не предусматривает их удаления и они поступают в питательную воду, вызывая нитритную коррозию экранных труб котлов, следует для ее предупреждения принимать специальные меры (переход на питание котлов конденсатом и дистиллятом испарителей, совершенствование схемы водоподготовительной установки, химическое восстановление нитритов в питательной воде до коррозионно-безопасных продуктов – N_2, NH_a, H_2O). Однако на практике встречаются случаи, когда при отсутствии нитритов в исходной воде, поступающей на обработку, они содержатся в химически очищенной воде. Такое явление объясняется тем, что в природных водах, подаваемых на водоподготовительные установки электростанций, могут содержаться бактерии, под влиянием которых азот аммонийных солей, содержащихся в воде, окисляется до соли азотистой кислоты – нитритов:

$$NH_4+O_2 \xrightarrow{\text{нитритные бактерии}} NO_2$$

Такой процесс особенно вероятен при загрязнении водных источников сточными водами.

Благоприятные условия для жизнедеятельности нитритных бактерий (соответствующие температура и величина pH, наличие растворенного в воде кислорода) создаются обычно в осветлительных фильтрах водоподготовительных установок. Поэтому при наличии обогащения химически очищенной добавочной воды нитритами необходимо периодически (периодичность устанавливается опытным путем) промывать трубопроводы исходной и осветленной воды и фильтрующий материал осветлительных фильтров 0,5–1%-ным раствором хлорной извести. Такая обработка приводит к гибели нитритных бактерий и тем самым прекращается обогащение добавочной воды нитритами [33].

4.8.36. Качество дистиллята испарителей, предназначенных для восполнения потерь пара и конденсата, должно удовлетворять следующим нормам: содержание соединений натрия – не более 100 мкг/дм³, свободной угольной кислоты – не более 2 мг/дм³. Дистиллят испарителей, применяемый для питания прямоточных котлов, должен быть дополнительно очищен до приведенных выше норм качества обессоленной воды для подпитки котлов.

Дистиллят испарителей, предназначенный для восполнения потерь пара и конденсата, должен быть такого качества, чтобы его можно было непосредственно направлять на подпитку котлов с естественной циркуляцией. Поэтому солесодержание дистиллята испарителей, оцениваемое по содержанию в нем соединений натрия, нормируется на уровне качества пара барабанных котлов ТЭЦ давлением 40 кгс/см² (3,9 МПа), конденсат которого, как показала практика, пригоден для питания котлов с естественной циркуляцией любых параметров.

Испарители обычно питаются умягченной водой, и при их работе происходит термический распад бикарбонатов, количество которых определяется остаточной щелочностью этой воды. Выделяющаяся при термическом распаде бикарбонатов углекислота попадает в дистиллят и повышает его коррозионную агрессивность. Поэтому содержание свободной углекислоты в дистилляте ограничивается значением 2 мг/дм³, при котором существенной коррозии еще не происходит. Поддержание нормируемого содержания углекислоты в дистилляте испарителей достигается снижением до требуемого значения щелочности питательной воды испарителей применением для ее обработки схем H-Na-катионирования с декарбонизацией или Na-Cl-ионирования, а также непрерывным удалением неконденсирующихся газов, в том числе и углекислоты, из конденсационных устройств испарителей.

Если дистиллят испарителей используется для питания прямоточных котлов, то он должен быть дополнительно очищен до норм качества обессоленной воды для подпитки этих котлов [34, 35].

4.8.37. Качество питательной воды испарителей, предназначенных для восполнения потерь пара и конденсата, должно удовлетворять следующим нормам:

Общая жесткость, мкг-экв/дм³, не более 30
Общая жесткость при солесодержании исходной воды более 2 000 мг/дма, мкг-экв/дм³, не более 75
Содержание кислорода, мкг/дм³, не более 30
Содержание свободной угольной кислоты 0

В отдельных случаях на основе опыта эксплуатации по разрешению энергосистемы нормы качества питательной воды могут быть скорректированы.
При питании испарителей водой с общим солесодержанием более 2 000 мг/дм³ допускается фосфатирование.
Нормы качества концентрата испарителей и режим продувок должны быть установлены на основе инструкций завода-изготовителя испарителя, типовых инструкций по ведению водно-химического режима или результатов теплохимических испытаний, проводимых электростанцией, службами энергосистемы или специализированными организациями.

Качество питательной воды испарителей, предназначенных для восполнения потерь пара и конденсата на электростанции, как и качество питательной воды паровых котлов с естественной циркуляцией, нормируются исходя из условий предотвращения накипеобразования на поверхностях греющих секций испарителей и подавления коррозии питательного и конденсатного трактов. Однако, поскольку испарители работают при более низких параметрах (давление, температура), чем энергетические паровые котлы, внутрикотловые физико-химические процессы в них протекают менее интенсивно. Поэтому качество питательной воды испарителей нормируется только по ее общей жесткости, содержанию в ней кислорода и свободной угольной кислоты.

Практикой эксплуатации установлено, что в большинстве случаев для предупреждения интенсивного накипеобразования на поверхностях греющих секций, препятствующего нормальной эксплуатации испарителей, общая жесткость питательной воды должна быть не более 30 мкг-экв/дм³. В тех случаях, когда солесодержание исходной воды превышает 2 000 мг/дм³ и снижение ее жесткости до 30 мкг-экв/дм³ представляет определенные трудности, допускается эксплуатация испарителей при общей жесткости питательной воды до 75 мкг-экв/дм³. При этом в случае питания испарителей водой с общим солесодержанием более 2 000 мг/дм³ в качестве дополнительной меры, предотвращающей образование кальциевой накипи, разрешается применение фосфатирования.

Для предотвращения коррозии трубопроводов питательного и конденсатного трактов, а также внутренней поверхности испарителей питательная вода должна деаэрироваться, и содержание в ней (после деаэратора) кислорода не может превышать 30 мкг/дм³, а свободная угольная кислота должна отсутствовать.

Если при длительной эксплуатации испарителей выявлена возможность надежной и экономичной их работы с качеством питательной воды, отличающимся от приведенного в п. 4.8.37, с разрешения энергосистемы нормы качества питательной воды могут быть скорректированы.

Если при длительной эксплуатации испарителей выявлена возможность надежной и экономичной их работы с качеством питательной воды, отличающимся от приведенного в п. 4.8.37, с разрешения энергосистемы нормы качества питательной воды могут быть скорректированы.

Для уменьшения потерь тепла и воды при эксплуатации испарителей следует поддерживать максимально возможное солесодержание концентрата при сохранении высокого качества пара во всем диапазоне нагрузок, отсутствии накипеобразования и коррозии металла испарителей.

Исходные нормативы качества концентрата испарителей и режима продувок определяются на основе инструкций завода-изготовителя и типовых инструкций по ведению водно-химического режима. Целесообразно дополнительное уточнение этих нормативов по результатам теплохимических испытаний, которые позволяют учесть особенности конструкции, изготовления и условий эксплуатации конкретного испарителя. Теплохимические испытания проводятся также после реконструкций сепарационно-промывочных устройств, устройств поддержания уровня концентрата, при значительном изменении состава питательной воды и т. п.

Требуемое качество концентрата поддерживается за счет вывода из испарителя части концентрата путем непрерывной и периодических продувок. Режим продувок назначается химическим цехом (лабораторией или соответствующим подразделением) по результатам текущего анализа качества вторичного пара и концентрата с учетом нормативов, установленных теплохимическими испытаниями, или по данным нормативных материалов [34, 35].

4.8.38. Качество конденсата, возвращаемого с производства, должно удовлетворять следующим нормам, не более:

Общая жесткость, мкг-экв/дм^3 50
Содержание соединений железа, мкг/дм^3 100
Содержание соединений меди, мкг/дм^3 20
Содержание кремниевой кислоты, мкг/дм^3 120
pH 8,5–9,5
Перманганатная окисляемость, мг O_2/дм^3 5
Содержание нефтепродуктов, мг/дм^3 0,5

Возвращаемый конденсат не должен содержать потенциально кислых или щелочных соединений, вызывающих отклонение значения pH котловой воды от установленных норм более чем на 0,5 единицы при неизменном режиме коррекционной обработки фосфатами или фосфатами и едким натром[1].
Если качество возвращаемого на электростанцию конденсата не обеспечивает норм качества питательной воды, должна быть предусмотрена очистка его до достижения этих норм.

---

[1] При наличии в возвращаемом конденсате потенциально кислых или щелочных соединений он не должен приниматься электростанцией.

Большинство тепловых электростанций отпускает пар различных параметров (вплоть до острого пара котлов) и в различных количествах внешним потребителям – промышленным и коммунальным предприятиям самых разнообразных отраслей и с самым разнообразным ассортиментом используемых продуктов и технологических процессов, в которых применяется получаемый от ТЭС пар. Образующийся при этом конденсат пара, как правило, собирается на предприятии и направляется обратно на ТЭС, где и используется в качестве одной из составляющих питательной воды котлов ТЭС.

На предприятиях пар используется для различных целей – от простого нагрева каких-либо продуктов, используемых в тех или иных технологических процессах, до полного его использования в производимых продуктах. Соответственно, в пер-

вом случае на предприятии образуется то или иное количество конденсата полученного от ТЭС пара, во втором – конденсат, естественно, отсутствует.

Потери пара и конденсата у внешних потребителей отрицательно сказываются на водном балансе ТЭС, отпускающих пар. Значительные, а тем более полные потери пара и конденсата приводят (особенно при достаточно большом отпуске пара) не только к потере содержащегося в них тепла, но и к необходимости возмещения потерь добавочной питательной водой, т.е. к увеличению капитальных и текущих затрат на сооружение и обслуживание более мощных водоподготовительных установок и усложнению организации рационального водного режима отпускающих пар ТЭС. Использование же на ТЭС конденсата, возвращаемого от потребителей пара, позволяет уменьшить производительность водоподготовительной установки и добавок обработанной на ней воды, что, в свою очередь, позволяет, особенно на ТЭС 40–100 кгс/см^2 (3,9–9,8 МПа), уменьшить величину продувки котлов вследствие уменьшения солесодержания питательной и котловой воды и, соответственно, потерь тепла с продувочной водой. Использование тепла возвращаемого конденсата также дает экономию топлива на ТЭС. Таким образом, сбор и возврат на ТЭС конденсата образующегося у потребителей пара является одной из важных задач в комплексе мероприятий по организации рационального водного режима ТЭС.

При организации сбора и возврата конденсата следует иметь в виду, что в конденсат используемого на производстве пара могут попадать различные загрязнения, количество и характер которых зависят от технологических процессов, использующих пар, вида используемых в технологии продуктов, конструкции теплообменных и других аппаратов и схем их выполнения, а также от степени поддержания их в состоянии, исключающем загрязнение конденсата пара. Кроме того, качество возвращаемого конденсата, особенно по содержанию продуктов коррозии (соединений железа, меди и т. п.), зависит и от того, насколько рационально выполнена схема сбора и возврата конденсата от всех теплопотребляющих аппаратов предприятия.

В реальных условиях крайне сложно полностью предотвратить загрязнение конденсата, используемого на производстве пара, как продуктами, участвующими в технологических процессах того или иного производства, так и в самой системе (трубопроводы, баки, насосы и т. п.) сбора и возврата конденсата. Поэтому при организации сбора и возврата конденсата следует в первую очередь оценить возможность загрязнения конденсатов продуктами, используемыми на конкретном производстве, и на этой основе решить вопрос о целесообразности включения потока конденсата от конкретного, использующего пар аппарата в общую схему сбора и возврата конденсата от данного предприятия.

В оптимальном случае возвращаемый конденсат не должен содержать примесей, не находящихся в отпускаемом потребителям паре, в таких количествах, которые могут вызвать образование отложений, а также коррозию оборудования и трубопроводов как на ТЭС, так и в общей системе сбора конденсата. В частности, возвращаемый конденсат не должен содержать потенциально кислых или щелочных соединений, вызывающих при использовании конденсата для подпитки котлов отклонение значения pH котловой воды от установленных норм более чем на 0,5 единицы при неизменном режиме коррекционной обработки фосфатами или фосфатами и едким натром. Обычно такими веществами являются различные органические вещества, содержащие серу, галоиды, радикалы кислоты, сложные эфиры. В результате их гидролиза при высокой температуре в котловой воде образу-

ются сильные кислоты или щелочи, что может вызвать очень быстрое развитие коррозионных повреждений экранных труб котлов. Поэтому при поступлении в конденсат потенциально кислых или щелочных соединений он не должен приниматься электростанцией.

Как уже упоминалось, полностью избежать загрязнения возвращаемых конденсатов как в технологических аппаратах предприятия, так и в самой системе их сбора и возврата практически невозможно. Поэтому невозможно получить возвращаемый конденсат такого качества, чтобы при поступлении его на ТЭС он мог бы быть непосредственно использован для подпитки котлов среднего и низкого давления. В большинстве же случаев, особенно при большой доле возвращаемого конденсата в общем количестве питательной воды, этот конденсат подвергается на ТЭС дополнительной очистке перед подачей его на подпитку котлов на специальных установках – конденсатоочистках, схемы которых выбираются в зависимости от вида загрязняющих веществ и их концентраций. Как и другие водоподготовительные установки, конденсатоочистки имеют определенные ограничения по содержанию в очищенном конденсате тех или иных загрязнений. При превышении этих ограничений эффективность работы конденсатоочисток может снижаться вплоть до того, что становится невозможным достичь требуемой степени очистки конденсата по тому или иному компоненту; понижается также и надежность работы конденсатоочисток.

В результате использования недостаточно очищенного конденсата качество питательной воды котлов ухудшается со всеми отрицательными последствиями, а при чрезмерном загрязнении подлежащего очистке конденсата прием его приходится прекращать, что вызывает достаточно серьезные затруднения в поддержании баланса питательной воды и требуемого качества водного режима, особенно в тех случаях, когда возвращаемый конденсат составляет значительную долю питательной воды. Поэтому, чтобы исключить или хотя бы уменьшить возможность возникновения таких ситуаций, качество конденсата, возвращаемого с производства, нормируется по ряду показателей, не более: общей жесткости 50 мкг-экв/дм^3, содержанию соединений железа 100 мкг/дм^3, содержанию соединений меди 20 мкг/дм^3, содержанию кремниевой кислоты 120 мкг/дм^3, величине pH 8,5–9,5, перманганатной окисляемости 5 мг O_2/кг и содержанию нефтепродуктов 0,5 мг/дм^3. Практика показывает, что при очистке возвратного конденсата, имеющего загрязнения в пределах указанных норм, вполне возможна организация эффективной и надежной работы конденсатоочисток, сооруженных по существующим технологиям.

При организации сбора и возврата конденсата с предприятий на ТЭС приходится учитывать и то обстоятельство, что обслуживание и поддержание в порядке пароиспользующей аппаратуры предприятия и всей сети сбора конденсата производится персоналом предприятия – потребителя пара и ТЭС практически не может непосредственно влиять на качество подобных работ. В результате при недостаточном внимании предприятия – потребителя пара к устранению неисправностей, вызывающих загрязнение конденсата, что обычно бывает, если эти неисправности не ухудшают технологические процессы самого предприятия, качество возвращаемого конденсата настолько ухудшается, что очистка его существующими на ТЭС средствами становится невозможной. Нормирование качества конденсата, поступающего на ТЭС от предприятия-потребителя пара, позволяет ослабить отрицательное влияние указанного фактора путем использования норм при оформлении договорных отношений между ТЭС и предприятием, касающихся порядка и условий отпуска пара и возврата конденсата [36].

4.8.39. Карбонатный индекс $И_к$[1] сетевой воды при нагреве ее в сетевых подогревателях должен быть не выше значений, приведенных в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Нормативные значения $И_к$ при нагреве сетевой воды в сетевых подогревателях в зависимости от pH воды

Температура нагрева сетевой воды, °С	$И_к$ (мг-экв/дм^3)^2 при значениях pH			
	не выше 8,5	8,51–8,8	8,81–9,2	выше 9,2
70–100	4,0	2,6	2,0	1,6
101–120	3,0	2,1	1,6	1,4
121–140	2,5	1,9	1,4	1,2
141–150	2,0	1,5	1,2	0,9
151–200	1,0	0,8	0,6	0,4

Карбонатный индекс $И_к$ сетевой воды при нагреве ее в водогрейных котлах должен быть не выше значений, приведенных в табл. 4.4.

Таблица 4.4

Нормативные значения $И_к$ при нагреве сетевой воды в водогрейных котлах в зависимости от pH воды

Температура нагрева сетевой воды, °С	$И_к$(мг-экв/дм^3)^2 при значениях pH			
	не выше 8,5	8,51–8,8	8,81–9,2	выше 9,2
70–100	3,2	2,3	1,8	1,5
101–120	2,0	1,5	1,2	1,0
121–140	1,5	1,2	1,0	0,7
141–150	1,2	1,0	0,8	0,5
151–200	0,8	0,7	0,5	0,3

Значения $И_к$ подпиточной воды открытых систем теплоснабжения должны быть такими же, как нормативные для сетевой воды.

Качество подпиточной воды для закрытых систем должны быть такими, чтобы обеспечить нормативное значение $И_к$ сетевой воды.

---

[1] **Карбонатный индекс $И_к$ – предельное значение произведения общей щелочности и кальциевой жесткости воды (мг-экв/дм^3)^2, выше которого протекает карбонатное накипеобразование с интенсивностью более 0,1 г/(м^2·ч).**

С учетом присосов водопроводной воды значение $И_к$ подпиточной воды закрытых систем теплоснабжения может быть рассчитано по формуле

$$И_{кп} = \frac{И_{кс}}{1 + \frac{a}{100}}$$

где $И_{кп}$ – нормативное значение карбонатного индекса подпиточной воды закрытых систем теплоснабжения;

$И_{кс}$ – нормативное значение карбонатного индекса сетевой воды по табл. 4.3 или 4.4 в зависимости от типа водогрейного оборудования;

а – доля реальных присосов водопроводной воды (%), определяемая как

$$а = \frac{(Ж_с - Ж_п)}{(Ж_в - Ж_с)} 100\%,$$

(здесь $Ж_с$, $Ж_п$, $Ж_в$ – общая жестокость соответственно сетевой, подпиточной и водопроводной воды, мг-экв/дм^3).

При отсутствии эксплуатационных данных по занчению присосов водопроводной воды долю присосов принимать равной 105.

Качество воды для подпитки закрытых тепловых сетей должно удовлеворять следующим нормам:

Содержание свободной угольной кислоты 0

Значение pH для систем теплоснабжения:

открытых ..... 8,3–9,0[1]

закрытых ..... 8,3–9,5[1]

Содержание растворенного кислорода, мкг/дм^3, не более 50

Количество взвешенных веществ, мг/дм^3, не более 5

Содержание нефтепродуктов, мг/дм^3, не более 1

Качество подпиточной воды открытых систем теплоснабжения (с непосредственным водоразбором) должно удовлетворять также действующим нормам для питьевой воды. Подпиточная вода для открытых систем теплоснабжения должна быть подвергнута коагулированию для удаления из нее органических примесей, если цветность пробы воды при ее кипячении в течение 20 мин увеличивается сверх нормы, указанной в действующих нормативных документах для питьевой воды.

---

[1] Верхний предел значения pH допускается только при глубоком умягчении воды, нижний – с разрешения энергосистемы может корректироваться в зависимости от интенсивности коррозионных явлений в оборудовании и трубопроводах систем теплоснабжения. Для закрытых систем теплоснабжения с разрешения энергосистемы верхний предел значения pH допускается не более 10,5 при одновременном уменьшении значения карбонатного индекса до 0,1 (мг-экв/дм^3)[2], нижний предел может корректироваться в зависимости от коррозионных явлений в оборудовании и трубопроводах систем теплоснабжения.

При силикатной обработке воды для подпитки тепловых сетей с непосредственным разбором горячей воды содержание силиката в подпиточной воде должно быть не более 50 мг/дм^3 в пересчете на SiO_2.

При силикатной обработке подпиточной воды предельная концентрация кальция должна определяться с учетом суммарной концентрации не только сульфатов (для предотвращения выпадения $CaSO_4$), но и кремниевой кислоты (для предотвращения выпадения $CaSiO_3$) для заданной температуры нагрева сетевой воды с учетом ее превышения в пристенном слое труб котла на 40 °С.

Непосредственная присадка гидразина и других токсичных веществ в подпиточную воду тепловых сетей и сетевую воду не допускается.

См. пояснения к п 4 8 40

4.8.40. *Качество сетевой воды должно удовлетворять следующим нормам:*

Содержание свободной угольной кислоты 0

Значение pH для систем теплоснабжения:

открытых ..... 8,3–9,0[1]

закрытых ..... 8,3–9,5[1]

Содержание соединений железа, мг/дм^3, не более, для систем теплоснабжения:

открытых ..... 0,3[2]

закрытых 0,5

Содержание растворенного кислорода, мкг/дм^3, не более 20

Количество взвешенных веществ, мг/дм^3, не более 5

Содержание нефтепродуктов, мг/дм^3, не более, для систем теплоснабжения:

открытых 0,1

закрытых 1

В начале отопительного сезона и в послеремонтный период допускается превышение норм в течение 4 недель для закрытых систем теплоснабжения и 2 недели для открытых систем по содержанию соединений железа – до 1,0 мг/дм^3, растворенного кислорода – до 30 и взвешенных веществ – до 15 мг/дм^3.

При открытых системах теплоснабжения по согласованию с органами санитарно-эпидемиологической службы допускается отступление от действующих норм для питьевой воды по показателям цветности до 70° и содержанию железа до 1,2 мг/дм^3 на срок до 14 сут в период сезонных включений эксплуатируемых систем теплоснабжения, присоединения новых, а также после их ремонта.

---

[1] **См. сноску на стр. 305.**

[2] **По согласованию с санитарными органами допускается 0,5 мг/дм^3.**

По окончании отопительного сезона или при останове водогрейные котлы и тепловые сети должны быть законсервированы.

Для обеспечения устойчивой работы источников тепла (сетевых подогревателей, водогрейных котлов), трубопроводов и другого оборудования тепловых сетей без коррозионных повреждений и отложений накипи и шлама качество воды для подпитки тепловых сетей, сетевой воды, а также питательной воды источников тепла (смесь подпиточной и сетевой воды) должно удовлетворять определенным нормам, указанным в пп. 4.8.39 и 4.8.40. Кроме того, подпиточная вода открытых систем теплоснабжения (с непосредственным водоразбором) должна удовлетворять требованиям ГОСТ 2874–82 «Вода питьевая», а также санитарным правилам и нормам Госкомсанэпиднадзора России. Это требование вызвано тем, что в открытых системах возможен непосредственный контакт людей с горячей водой.

В связи с тем, что процессы коррозии и образования отложений определяются параметрами среды, нормы качества подпиточной и сетевой воды дифференцированы в зависимости от вида оборудования источника тепла (водогрейные котлы, сетевые подогреватели) и сезонных интервалов температуры нагрева сетевой воды в этом оборудовании.

Нормирование содержания свободной углекислоты и растворенного кислорода в подпиточной и сетевой воде необходимо для предотвращения коррозии оборудования тепловых сетей и образования отложений продуктов коррозии на внутренней поверхности нагрева подогревателей, водогрейных котлов, в трубопроводах и отопительных приборах. Кроме того, наличие продуктов (главным образом окислов железа) в сетевой воде приводит к ухудшению органолептических («вкусовых») свойств воды, что недопустимо при непосредственном разборе горячей воды.

Для соблюдения норм содержания растворенных в воде газов (CO_2 и O_2) необходимо постоянно поддерживать нормальную работу деаэраторов, правильно организовывать хранение воды в баках-аккумуляторах (применением специальных конструкций подводящих и отводящих трубопроводов, пленкообразующего защитного вещества и др.), предотвращать присосы в теплосеть исходной («сырой») воды и воздуха.

В том случае если в тепловых сетях закрытого типа термическая деаэрация добавочной воды по каким-либо объективным причинам (для устранения которых требуются не обычные наладочные, а длительные реконструктивные работы) не обеспечивает требуемую нормами полноту удаления растворенного кислорода и свободной углекислоты из добавочной воды, дополнительно к деаэрации могут применяться обескислороживание добавочной воды сульфитом натрия и нейтрализация остаточной свободной углекислоты щелочными реагентами. Основным корректирующим щелочным реагентом должен служить силикат натрия. При невозможности его использования из-за накипеобразования следует применять гидроокись натрия.

Для защиты от коррозии во время работы оборудования и трубопроводов подпиточного и сетевого трактов теплосети независимо от типа системы теплоснабжения может применяться обработка подпиточной воды силикатом натрия, для которого санитарными органами установлена предельно допустимая концентрация (ПДК) в воде, используемой для хозяйственно-питьевых нужд, равная 50 мг/дм^3 в пересчете на SiO_2. Следует, однако, указать, что силикатная обработка не исклю-

чает необходимости проведения полноценной деаэрации, уплотнения систем, применения защитных покрытий аккумуляторных баков и других мероприятий, обеспечивающих основную защиту оборудования от коррозии, поскольку использование силиката натрия как ингибитора коррозии является хотя и эффективным, но все же дополняющим основные мероприятия средством.

Применение для коррекционной обработки подпиточной и сетевой воды гидразина или других веществ, могущих оказать прямо или косвенно вредное воздействие на организм и здоровье человека, категорически запрещается в теплосетях не только с непосредственным разбором горячей воды, но и закрытого типа из-за возможных утечек и несанкционированных отборов воды.

Помимо предупреждения коррозионных повреждений при эксплуатации тепловых сетей необходимо также обеспечивать отсутствие в водогрейном оборудовании и сетях отложений различного типа: железоокисных, смешанных, состоящих в основном из продуктов коррозии, сцементированных частицами карбоната кальция, и карбонатных. Предотвращение образования железоокисных и в значительной степени смешанных отложений достигается выполнением упомянутых ранее противокоррозионных мероприятий, а также мероприятий, предупреждающих попадание в сетевую воду продуктов стояночной коррозии водогрейного оборудования и трубопроводов тепловых сетей. К их числу относятся проведение водовоздущных промывок отопительных систем перед включением их в работу после монтажа, ремонтов и длительных простоев, консервация неработающего водогрейного оборудования и сетей, например, силикатом натрия, и т. д.

Для предупреждения образования карбонатных отложений необходимо создавать условия, препятствующие выпадению карбоната кальция в осадок. При нагревании воды и удалении из нее свободной углекислоты реакции гидролиза и диссоциации бикарбонат-ионов HCO^-_3 сдвигаются в сторону образования карбонат-ионов CO_3. При наличии в воде также и ионов кальция может быть достигнута величина произведения растворимости карбоната кальция и в результате будет происходить выпадение карбоната кальция в твердую фазу. Следовательно, для предупреждения образования карбонатной накипи необходимо ограничивать бикарбонатную щелочность и кальциевую жесткость подпиточной и сетевой воды.

Следует отметить, что в пп. 4.8.39 и 4.8.40 внесено примечание к качеству воды закрытых систем теплоснабжения, допускающее с разрешения энергосистемы повышать верхний предел значения pH до величины не более 10,5 при одновременном снижении значения карбонатного индекса до 0,1 (мг-экв/дм^3)^2. При этом величина $И_к$ для интервала pH 9,6–10,4 не указана, что может вызвать определенные разночтения. Поэтому до уточнения значения $И_к$ для этого интервала pH рекомендуется поддерживать его равным 0,1 (мг-экв/дм^3)^2.

В тепловых сетях закрытого типа для подпитки могут использоваться не только химически очищенная вода, но и продувочная вода котлов, а также отмывочные воды анионитовых фильтров, что выгодно экономически, так как уменьшает общее водопотребление и, кроме того, приводит к сокращению объема производственных сточных вод. Однако в этом случае из-за наличия в продувочных и отмывочных водах гидрат- и фосфат-ионов, которые с ионами кальция и магния могут образовывать труднорастворимые, образующие накипь соединения, добавочная и сетевая вода должна быть глубоко умягчена (общая жесткость не более 0,05 мг-экв/дм^3). Такая же норма должна быть применена и в случае использования Na-катионирования для приготовления подпиточной воды для тепловых сетей любого типа, так как в случае значительного превышения нормы при нагревании щелоч-

ной Na-катионированной воды будут образовываться труднорастворимые кальциевые накипи.

Для предупреждения накопления в тепловых сетях шлама, а при непосредственном разборе горячей воды и для выдерживания норм на мутность питьевой воды в подпиточной и сетевой воде нормами ограничено содержание взвешенных веществ. Частицы шлама, перемещаемые водой по тепловой сети, могут оседать в местах, где скорость воды уменьшается, а в сетевых подогревателях и водогрейных котлах часть шлама может прикипать к поверхностям нагрева, образуя вторичные смешанные накипи. Это приводит к увеличению гидравлического и теплового сопротивлений оборудования тепловых сетей, вследствие чего возрастают расходы электроэнергии на перекачку воды и топлива для ее подогрева.

Взвешенные вещества могут поступать в сетевую воду не только с подпиточной водой, но и образовываться в самой тепловой сети. В результате коррозии оборудования и трубопроводов во время работы и простоев сетевая вода обогащается мелкодисперсными частицами окислов железа. При повышенной жесткости подпиточной воды, подпитках тепловой сети необработанной («сырой») водой или при присосах «сырой» воды в абонентских теплообменниках образуются мелкодисперсные частицы карбоната кальция, фосфата кальция, гидроокиси и силиката магния. Поэтому для выдерживания норм на содержание взвешенных веществ в подпиточной и сетевой воде необходимо не только обеспечивать нормальную работу водоподготовительных установок, готовящих подпиточную воду, но и строго выполнять мероприятия по предупреждению коррозии оборудования, а также не допускать подпитку тепловых сетей «сырой» водой и подсосы ее в теплообменном оборудовании.

В подпиточной и сетевой воде нормируются также содержание нефтепродуктов, так как присутствие в воде этих веществ приводит к интенсификации накипеобразования, особенно в сетевых подогревателях и водогрейных котлах, затрудняет борьбу со шламообразованием и ухудшает органолептические свойства сетевой воды.

Таким образом, задачи водоподготовки и организации водного режима для тепловых сетей в основном сводятся к предупреждению коррозии оборудования, шламо- и накипеобразования, а при непосредственном разборе горячей воды и к поддержанию санитарных правил и норм Госкомсанэпиднадзора России. Необходимые для этого методы обработки воды и способы ведения водного режима выбираются в соответствии с действующими нормативными документами, а также рекомендациями организаций и предприятий-разработчиков новых эффективных методов подготовки подпиточной воды тепловых сетей и методов организации их водного режима. Так, в частности, за последние годы многими организациями был накоплен опыт обработки подпиточной воды тепловой сети фосфоновыми соединениями.

Введение фосфонатов в подпиточную воду тепловой сети позволяет во многих случаях обеспечить отсутствие интенсивного накипеобразования при подпитке природной водой при карбонатных индексах значительно выше нормативных. Отключение водоподготовительных установок в этом случае дает возможность резко сократить количество сточных вод от ТЭЦ и т. д.

В результате обсуждения опыта применения фосфонатов в качестве анти-накипинов в тепловой сети Научно-технический совет РАО «ЕЭС России» Протоколом от 22.11.93 № 26 рекомендовал:

1. Продолжить необходимые исследования, в том числе термической устойчивости и санитарно-токсикологических характеристик фосфонатов, и накопление

опыта по использованию оксиэтилиденфифосфоновой кислоты (ОЭДФ) и ингибитора отложений ИОМС-I для обработки подпиточной воды теплосети.

2. При использовании ОЭДФ и ИОМС в настоящее время ограничить область их применения следующими пределами:

карбонатный индекс сетевой воды – не более 8 $(мг\text{-}экв/дм^3)^2$;

температура воды на выходе из бойлера – не более 130 °С;

pH сетевой воды – не более 8,5.

2. При применении фосфонатов наряду с карбонатным индексом рассчитывать в соответствии с [39] произведение растворимости сульфата кальция и определять величину карбонатного индекса исходя из условий недостижения произведения растворимости сульфата кальция.

3. При использовании фосфонатов целесообразно проводить предварительную очистку труб котлов от отложений, обязательно соблюдать требования ПТЭ по антикоррозионным мероприятиям.

4. При внедрении обработки подпиточной воды тепловой сети фосфоновыми соединениями согласовывать это решение с местными органами Госсанэпиднадзора с учетом утечек сетевой воды в водоемы.

5. При включении обработки воды тепловой сети фосфонатами в проектах ТЭС проводить технико-экономические расчеты с учетом необходимости уменьшения температуры за теплообменными аппаратами [37–39].

4.8.41. На электростанциях, работающих на органическом топливе, непроизводительные внутристанционные потери воды, пара и конденсата, обусловленные отклонениями от технологических режимов, утечками, парением, неплотностями оборудования и арматуры, при номинальной производительности работающих котлов должны быть не более, %, общего расхода питательной воды:

На конденсационных электростанциях	**1,0**
На ТЭЦ с чисто отопительной нагрузкой	**1,2**
На ТЭЦ с производственной или производственной и отопительной нагрузками	**1,6**

При фактическом расходе питательной воды, меньшем номинального, нормы внутристанционных потерь соответственно увеличиваются, но не более чем в 1,5 раза.

Нормы технологических потерь воды, пара и конденсата (потерь на собственные нужды) при работе форсунок, продувках и обдувках котлов, водных отмывках, обслуживании установок для очистки конденсата, деаэрации добавочной воды тепловой сети, разгрузке мазута, отборе проб теплоносителя для химических анализов и других технологических операций должны разрабатываться электростанцией для каждой операции с учетом возможного повторного использования воды в цикле ТЭС. Общая суммарная норма внутристанционных непроизводительных технологических потерь воды, пара и конденсата для каждой электростанции должна ежегодно утверждаться энергосистемой.

При расчете общих потерь расходы воды и пара на технологические нужды принимаются в соответствии с нормами и с учетом возможного повторного использования воды в цикле электростанции.

Для каждой электростанции общие нормы потерь пара и конденсата должна ежегодно утверждать энергосистема, руководствуясь приведенными выше значениями и «Методическими указаниями по расчету потерь пара и конденсата».

В процессе эксплуатации тепловой электростанции в ее пароводяном цикле теряется некоторое количество добавочной, питательной и котловой воды, пара и конденсата. Наличие внутристанционных потерь[1] ухудшает технико-экономические показатели работы как отдельного оборудования, так и электростанции в целом. Это связано с увеличением расходов на выработку дополнительного количества добавочной воды, возмещающей внутристанционные потери воды, пара и конденсата, перерасходом топлива и усложнением организации рационального водного режима ТЭС. Кроме того, могут ухудшаться и экологические характеристики ТЭС вследствие увеличения количества сточных вод водоподготовительных установок и выбросов в атмосферу загрязняющих веществ, образующихся при сжигании сверхнормативного количества топлива. Поэтому систематический контроль за потерями воды, пара и конденсата, анализ причин, вызывающих эти потери, и систематическая разработка и реализация мероприятий по их снижению являются необходимыми условиями обеспечения безаварийной и экономичной работы ТЭС.

Общие внутристанционные потери воды, пара и конденсата делятся на две группы. К первой из них относятся потери на собственные нужды ТЭС, неизбежно возникающие при выполнении вспомогательных технологических операций, необходимых для обеспечения бесперебойной и экономичной работы ТЭС. Вторую группу составляют непроизводственные потери, вызываемые отклонениями технологических режимов при эксплуатации оборудования ТЭС (в том числе и при выполнении операций, обеспечивающих собственные нужды) от требований заводских и производственных инструкций, а также появляющиеся в результате парения и утечек через неплотности отдельных узлов оборудования, арматуры, фланцевых соединений и т. п. К той же группе относятся потери воды, пара и конденсата при вынужденных остановах и последующих пусках оборудования ТЭС.

К внутристанционным потерям не относится невозвращенный конденсат пара, отпущенного электростанцией внешним потребителям. Этот поток при сведении пароводяного баланса учитывается отдельно.

К расходам и внутристанционным потерям воды, пара и конденсата на собственные нужды электростанции относятся и должны обязательно учитываться расходы и потери, возникающие при проведении следующих технологических операций (включая указанные в п. 4.8.41):

распыл мазута, охлаждение растопочных и резервных форсунок;

непрерывная и периодическая продувка котлов;

---

[1] В различной нормативно-технической документации и в технической литературе взамен терминов «Внутристанционные потери добавочной, питательной и котловой воды, пара и конденсата» и «Расход добавочной и питательной воды, пара и конденсата на собственные нужды» для краткости употребляются термины: «Внутристанционные потери воды, пара и конденсата», «Внутристанционные потери конденсата», «Расход конденсата на с.н.», «Расход конденсата на технологические нужды» и аналогичные с тем же смысловым содержанием.

обдувка и обмывка поверхностей нагрева котлов;

останов (кроме аварийного) и последующий пуск котлов и турбин (слив воды, отмывка конденсатно-питательного и пароводяного трактов, продувка пароперегревателя и т. п.);

обслуживание установок для очистки конденсата турбин;

деаэрация добавочной воды теплосети;

обслуживание мазутохозяйства (слив мазута из цистерн, их пропарка, продувка мазутопроводов и т. п.);

отбор проб воды, пара и конденсата для химических анализов.

Должны также учитываться расходы и потери воды, пара и конденсата на турбонасосы, работающие с выхлопом в атмосферу или находящиеся в работе и горячем резерве, на отопление помещений электростанции и санитарно-гигиенические нужды (душевые), на дробеочистку (при транспортировании дроби паровым эжектором), на парообеспыливание, с выпаром из деаэраторов и вестовых труб турбин, баков и т. д.

Ориентируясь на приведенные данные, на каждой электростанции должен быть составлен полный перечень операций, связанных с потерями воды, пара и конденсата на собственные нужды, с учетом состава и конструктивных особенностей оборудования конкретной ТЭС, режима его работы, особенностей технологических схем как конденсатно-питательного и пароводяного трактов, так и других станционных объектов, где возможны потери на собственные нужды (например, мазутное хозяйство и т. п.), а также с видом и качеством сжигаемого топлива, способом его доставки на электростанцию и т. п.

Для количественного учета расхода и потерь на собственные нужды они должны быть определены (нормированы) для каждой операции из упомянутого выше перечня с учетом возможного повторного использования воды, пара и конденсата в цикле станции. В тех случаях, когда величина потерь при выполнении той или иной операции будет оценена менее 0,01 % общих потерь воды, пара и конденсата на электростанции, допускается объединять такие операции (с отметкой об этом в перечне) под общим названием «Прочее» и указывать для этой статьи одну суммарную величину потерь при условии, что она не будет превышать 0,2–0,3 % общих потерь. В противном случае те из вошедших в сумму операций, которые сопровождаются наибольшими потерями, из этой суммы исключаются и учитываются индивидуально.

Определение (нормирование) расходов и потерь на собственные нужды для каждой операции должно быть выполнено на основе заводских характеристик оборудования, руководящих документов, технологических инструкций, а при необходимости и на основе специальных испытаний, расчетов, эксплуатационных наблюдений, т. е. должно быть технически обосновано.

В отличие от расходов и потерь на собственные нужды, непроизводительные внутристанционные потери воды, пара и конденсата (отклонения от технологических режимов, утечки, парения и т. п.) индивидуально не нормируются. Их общая величина принимается по п. 4.8.41 и не должна превышать 1,0 % общего расхода питательной воды работающих котлов при их номинальной производительности на конденсационных электростанциях, 1,2 % – на ТЭЦ с чисто отопительной нагрузкой и 1,6 % – на ТЭЦ с производственной или производственной и отопительной нагрузками.

Предусматривается увеличение процента потерь при работе оборудования с пониженной нагрузкой. При этом принятая наибольшая степень увеличения по-

терь (в 1,5 раза) соответствует условиям эксплуатации теплоэнергетического оборудования с технически возможной минимальной нагрузкой.

Указанные нормы установлены на основании статистического анализа данных о непроизводственных внутристанционных потерях воды, пара и конденсата и, как показывает опыт лучших электростанций, вполне достижимы при условии своевременного обнаружения потерь и принятия мер по их устранению.

Общая расчетная величина (норма) внутристанционных потерь воды, пара и конденсата, таким образом, складывается из указанной в п. 4.8.41 величины непроизводительных потерь, принятой для конкретного типа электростанций (1,0; 1,2 или 1,6 % и при необходимости коэффициента 1,5), и суммарной величины потерь на собственные нужды, принимаемой в соответствии с разработанными электростанцией технически обоснованными нормативами и учетом возможного повторного использования воды в цикле электростанции. Полученная таким образом общая норма потерь воды, пара и конденсата должна ежегодно утверждаться АО-энерго.

Пересмотр норм производится в случае изменения условий, для которых они разработаны: состава оборудования и тепловой схемы, вызвавших изменение расхода воды, пара и конденсата на собственные нужды, вида (или соотношения видов) топлива, технологии очистки поверхностей нагрева и т. п. Кроме того, уточнение или пересмотр норм может производиться по результатам периодических сопоставлений нормативных и фактических потерь, особенно в случае резкого возрастания последних. Фактическая величина внутристанционных потерь определяется по разности количества добавочной воды, поданной в конденсатно-питательный тракт, и количества конденсата, не возвращенного внешними потребителями пара [40].

Список использованной литературы

1. Шкроб М. С., Прохоров Ф. Г. Водоподготовка и водный режим паротурбинных электростанций. – М.; Л.: Госэнергоиздат, 1961.

2. Маргулова Т. Х., Мартынова О. И. Водные режимы тепловых и атомных электростанций. – М.: Высш. шк., 1987.

3. Кострикин Ю. М., Мещерский Н. А., Коровина О. В. Водоподготовка и водный режим энергообъектов низкого и среднего давления / Справочник. – М.: Энергоатомиздат, 1990.

4. Типовой проект организации труда в химическом цехе блочной тепловой электростанции. – 1978.

5. Методика исследований новых водно-химических режимов и оценка их эффективности в условиях эксплуатации энергоблоков СКД: РД 34.09.307–90.

6. Методические указания по предпусковой химической очистке теплоэнергетического оборудования: МУ 34-70-113–85 (РД 34.37.404). 1986; с Изменением № 1 этого документа. – М.: ВТИ, 1994.

7. Методические указания по предпусковой парокислородной очистке и пассивации пароводяного тракта теплоэнергетического оборудования: МУ 34-70-128–85 (РД 34.37.407–85).

8. Руководящие указания по загрузке дробленым антрацитом механических фильтров и поддерживающих слоев ионитовых фильтров. – 1970.

9. Методические указания по применению ионитов на водоподготовительных установках тепловых электростанций: РД 34.37.526–94.

10. Методические указания по очистке турбинного конденсата на блоках с прямоточными котлами: РД 34.37.516–91. 1992.

11. Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации и автоматического регулирования на тепловых электростанциях: РД 34.37.101–88.

12. Методические указания по проектированию автоматизированных систем оперативного химического контроля теплоносителя энергоблоков сверхкритического давления. РД 34.37.104–88. – М.: ВТИ, 1989; с Изменением № 1. 1995.

13. Справочник химика-энергетика. Т. 1. – М.: Энергия, 1972.

14. Водоподготовительное оборудование для ТЭС и промышленной энергетики. Отраслевой каталог. – М.: НИИЭинформэнергомаш, 1983.

15. Типовая инструкция по ведению водно-химического режима энергоблоков сверхкритического давления: ТИ 34-70-050–86 (РД 34.37.510).

16. Методические указания по организации водно-химического режима энергоблоков СКД при аммиачно-гидразинном методе коррекционной обработки питательной воды. РД 34.37.512–90.

17. Методические указания по организации щелочных водно-химических режимов энергоблоков с частыми пусками и остановами: РД 34.37.508–91.

18. Методические указания по организации кислородного водного режима на энергоблоках сверхкритического давления: РД 34.37.507–92. – 1994.

19. Методические указания по ведению гидразинного водно-химического режима на энергоблоках с прямоточными котлами: РД 34.37.519–90.

20. Методические указания по коррекционной обработке питательной и котловой воды барабанных котлов давлением 3,9–13,8 МПа: РД 34.37.522–88; с Изменением № 1 этого документа. – 1989.

21. Методические указания по комплексной обработке воды барабанных котлов давлением 40–100 кгс/см^2 (3,9–9,8,МПа): РД 34.37.514–91. – 1993.

22. Руководящие указания по применению гидразина на энергетических установках электростанций: РД 34.37.503. – 1980.

23. Методические указания по автоматизации дозирования гидразина и аммиака в конденсатный тракт энергоблоков ТЭС: РД 34.37.517–90. – 1993.

24. Методические указания по организации и объему химического контроля водно-химического режима на тепловых электростанциях: РД 34.37.303–88; с Изменением № 1. – 1995.

25. Инструкция по аналитическому контролю при химической очистке теплоэнергетического оборудования: РД 34.37.305. – 1981.

26. Химический контроль на тепловых и атомных электростанциях / Под ред. О. И. Мартыновой. – М.: Энергия, 1980.

27. Методические указания по ведению водного режима на энергоблоках сверхкритического давления с помощью автоматических приборов химконтроля: РД 34.37.520–88. 1989; с Изменениями № 1 и № 2. – 1995.

28. Методические указания по применению кондуктометрического контроля для ведения водного режима электростанций: МУ 34-70-114–85 (РД 34.37.302). – 1986.

29. Нормы расхода реактивов и лабораторной посуды для химического контроля на ТЭС: РД 34.10.412–87. – 1993.

30. Методические указания по контролю состояния основного оборудования тепловых электрических станций, определению количества и химического состава отложений: РД 34.37.306-87; с Изменением этого документа. – 1993.

31. Методические указания по химическому анализу отложений с внутренних поверхностей нагрева и проточной части турбин: МУ 34-70-102–85 (РД 34.37.301).

32. Методика теплохимических испытаний паровых стационарных котлов с естественной циркуляцией: МТ 701.000.081–86.

33. Нитритная коррозия металла паровых котлов. Информационное сообщение № Т-19/64. – М.: БТИ ОРГРЭС, 1965.

34. Методические указания по проектированию установок термической обработки воды на тепловых электростанциях: МУ 34-70-134–85 (РД 34.40.102–85). – 1987; с Изменением № 1 этого документа. – 1992.

35. Методические указания по эксплуатации испарительных установок поверхностного типа тепловых электростанций: МУ 34-70-107–85 (РД 34.40.506–85); с Изменением № 1 этого документа. – 1992.

36. Методические указания по очистке и контролю производственного конденсата: РД 34.37.515–92. – 1995.

37] Нормы качества подпиточной и сетевой воды тепловых сетей: НР 34-70-051–83 (РД 34.37.504–83). – 1984; с Изменениями этого документа № 1. – 1989 и № 2. – 1995.

38. Методические указания по силикатной обработке подпиточной воды сетевого тракта на ТЭЦ: МУ 34-70-045–83 (РД 34.37.505–83); с Изменениями этого документа № 1. 1986, № 2. – М.: 1988 и № 3. – М.: 1995.

39. Методические указания по водоподготовке и водно-химическому режиму водогрейного оборудования и тепловых сетей: РД 34.37.506–88.

40. Нормы потерь топлива, электроэнергии и пара при пусках энергоблоков мощностью 160–1200 МВт тепловых электростанций. Методика расчета потерь топлива, электроэнергии и пара при пусках энергоблоков мощностью 160–1200 МВт тепловых электростанций: РД 34.09.106–94; РД 34.09.156–94.

4.9. ТРУБОПРОВОДЫ И АРМАТУРА

4.9.1. Администрация энергообъекта специальным распоряжением назначает из числа инженерно-технических работников лиц, обеспечивающих контроль за исправным состоянием и безопасной эксплуатации трубопроводов.

Пояснений не требуется.

4.9.2. На каждый трубопровод должен быть заведен паспорт по форме, установленной нормативным документом.

Пояснений не требуется.

4.9.3. После капитального и среднего ремонта, а также ремонта, связанного с вырезкой и переваркой участков трубопровода, заменой арматуры, наладкой опор и заменой тепловой изоляции, перед включением оборудования в работу должны быть проверены:
отсутствие временных монтажных и ремонтных стяжек, конструкций и приспособлений, лесов;
исправность неподвижных и скользящих опор и пружинных креплений, лестниц и площадок обслуживания трубопроводов и арматуры;
размер затяжки пружин подвесок и опор в холодном состоянии;
исправность индикаторов тепловых перемещений;
возможность свободного перемещения трубопроводов при их прогреве и других эксплуатационных режимах;
состояние дренажей и воздушников, предохранительных устройств;
размер уклонов горизонтальных участков трубопроводов и соответствие их требованиям нормативной документации;
легкость хода подвижных частей арматуры;
соответствие показаний крайних положений запорной арматуры (открыто-закрыто) на щитах управления ее фактическому положению;
исправность тепловой изоляции;
наличие полного комплекта ремонтной документации (схемы, формуляры, сварочная документация, протоколы металлографических исследований, акты приемки после ремонта и т. д.).

В случае несоответствия размеров затяжки пружин подвесок и опор проектным (расчетным) данным следует отрегулировать опорно-подвесную систему в соответствии с проектными (расчетными) затяжками пружин в холодном состоянии трубопроводов. Необходимо убедиться в наличии достаточной величины уклонов горизонтальных участков трубопроводов.

4.9.4. Администрацией энергообъекта на основании нормативных документов по эксплуатации трубопроводов должны быть разработаны и утверждены местные инструкции, учитывающие конкретные условия эксплуатации трубопроводов на данном энергообъекте.

При эксплуатации трубопроводов и арматуры в соответствии с действующими инструкциями должны контролироваться:
размеры тепловых перемещений трубопроводов и их соответствие расчетным значениям по показаниям индикаторов;
отсутствие защемлений и повышенной вибрации трубопроводов;
плотность предохранительных устройств, арматуры и фланцевых соединений;
температурный режим работы металла при пусках и остановах;
степень затяжки пружин подвесок и опор в рабочем и холодном состоянии – не реже 1 раза в 2 года;
герметичность сальниковых уплотнений арматуры;
соответствие показаний указателей положения (УП) регулирующей арматуры на щитах управления ее фактическому положению;
наличие смазки подшипников, узлов приводных механизмов, винтовых пар шпиндель – резьбовая втулка, в редукторах электроприводов арматуры.

Контроль тепловых перемещений при прогреве трубопроводов из холодного состояния осуществляется с целью выяснения соответствия фактической величины перемещения проектной (расчетной).

Причинами несоответствия фактических тепловых перемещений проектным (расчетным) могут служить:

невыявленные защемления паропроводов при проходе через перекрытия и стены рядом идущими трубопроводами, колоннами, металлоконструкциями и т. д.;

неисправность системы крепления из-за сползания скользящих, направляющих и катковых опор с опорных плит;

неработоспособность опор пружин вследствие упора центральной тяги в коромысло блока или упора пружины тяги в траверсу.

При несовпадении перемещений паропроводов с проектными (расчетными) значениями или при обнаружении неработоспособных индикаторов должны быть приняты меры для устранения выявленных недостатков.

Перед каждым измерением следует выполнить внешний осмотр паропровода, системы его крепления, убедиться в отсутствии защемлений.

Полученные величины фактических тепловых перемещений сопоставляются с проектными (расчетными). Фактические перемещения паропровода вдоль каждой оси системы координат не должны отличаться от соответствующих проектных перемещений более чем на $\pm(25 + 0{,}3\Delta i)$ мм в горизонтальном и $\pm 0{,}5(25 + 0{,}3\Delta i)$ мм в вертикальном направлении, где Δi – проектное видимое перемещение вдоль оси г, мм.

Факторами, вызывающими вибрацию трубопроводов, могут быть: потоки однофазной среды (пара, воды) в условиях сложной трассировки трубопроводов; наличие резких поворотов, движение двухфазной среды (пароводяной смеси), нестабильное поле давления в трубопроводе.

В недостаточно закрепленных трубопроводах амплитуда колебаний становится значительной и может вызвать повреждение опорно-подвесной системы и самих трубопроводов. В этом случае должны быть приняты меры к закреплению трубопроводов специальными антивибрационными опорными конструкциями.

В процессе эксплуатации паропровода не реже 1 раза в 2 года должен проводиться контроль нагрузок на пружинные подвески. С этой целью в холодном и рабочем состоянии паропровода делается замер высот пружин, определяются фактические нагрузки на опоры, а полученные результаты сопоставляются с проектными (расчетными) данными. Отклонения фактических нагрузок на опоры в рабочем состоянии от проектных допускаются не более ±25 %. При отклонениях, превышающих указанные пределы, выполняется регулировка пружинных подвесок.

Оценка соответствия фактических нагрузок на пружинные опоры паропроводов проектным производится также в случаях:

реконструкции трассы паропроводов;

устранения выявленных защемлений паропроводов и недостатков системы крепления;

корректировки проектных значений нагрузок на опоры паропроводов;

замены труб более чем на 30 % длины участка паропровода, расположенного между неподвижными опорами;

одновременной переварки более 30 % сварных соединений паропровода;

повреждений паропровода с деформацией оси;

несовпадений фактических тепловых перемещений с проектными (расчетными), превышающих допустимые значения.

Статистика показывает, что большинство вынужденных остановов котлов и турбин по причине отказов арматуры происходит из-за протечек среды через сальниковые уплотнения штоков. Особенно много отказов имеется из-за потери герметичности сальниковых уплотнений регулирующей арматуры, в которой шток в процессе эксплуатации совершает большое количество реверсивных перемещений.

Длительное время на большинстве ТЭС в сальниковых уплотнениях применялись набивки, изготовленные на базе асбеста в соответствии с ГОСТ 5152–84. Наибольшее распространение на ТЭС имели набивки марок АГ, АГИ и АС, изготовлявшиеся в виде плетеного шнура квадратного сечения, и АГ-50, представляющие собой прессованные кольца из смеси графита, асбеста и алюминиевой пудры.

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

За рубежом уже давно отказались от уплотнения арматуры асбестосодержащими набивками из-за низких уплотняющих свойств и большого коэффициента трения, а главное, из-за канцерогенных свойств асбеста. На смену им пришли сальниковые набивки из терморасширенного графита. Терморасширенный графит не стареет, не изменяется в процессе длительной эксплуатации и особенно эффективен при высокой температуре. Перечисленные выше свойства обеспечивают существенные преимущества сальниковых уплотнений с кольцами из терморасширенного графита по сравнению с набивками из асбестосодержащих материалов. Длительная эксплуатация арматуры с уплотнениями из терморасширенного графита на различных узлах большого количества ТЭС подтверждает высокие эксплуатационные качества этих набивок. Однако она также показала, что для обеспечения герметичности уплотнений необходимо соблюдение определенных требований, касающихся конструкции сальниковых узлов, зазоров между кольцом сальника и грундбуксой, с одной стороны, и штоком и стенками сальниковой камеры – с другой.

4.9.5. При заполнении средой неостывших паропроводов должен осуществляться контроль разности температур стенок трубопровода и рабочей среды, которая должна быть выдержана в пределах расчетных значений.

Прогрев (охлаждение) паропроводов сопровождается изменением температуры рабочей среды и металла и возникновением разности температур между внутренней и наружной поверхностями трубы, что вызывает температурные напряжения в металле.

При включении паропровода в работу или отключении из работы разность температур по толщине стенки трубы не должна превышать 50 °С, а скорость прогрева (расхолаживания) не должна превышать значений, указанных в таблице (РД 34.39.503–89).

Прогрев (охлаждение) паропроводов контролируется штатными регистрирующими приборами. В процессе прогрева (охлаждения) паропровода должен осуществляться контроль за исправностью опор и подвесок, а также тепловыми перемещениями паропроводов.

4.9.6. Система дренажей должна обеспечивать полное удаление влаги при прогреве, остывании и опорожнении трубопроводов, для чего последние должны иметь уклон горизонтальных участков не менее 0,004 (по ходу движения среды), сохраняющийся до температуры, соответствующей насыщению при рабочем давлении среды.
При замене деталей и элементов трубопроводов необходимо сохранить проектное положение оси трубопровода.
При прокладке дренажных линий должно быть учтено направление тепловых перемещений во избежание защемления трубопроводов.
При объединении дренажных линий нескольких трубопроводов на каждом из них должна быть установлена запорная арматура.

При прогреве холодных паропроводов из-за конденсации греющего пара, в процессе которой возникают местные уменьшения объемов греющей среды и резкие скачки скорости при заполнении «местного» вакуума в паропроводе, могут произойти гидравлические удары. Чем больше конденсата скапливается в паропроводе, тем значительнее сила гидравлического удара. Во избежание гидравлических ударов необходимо более медленно производить начальный прогрев паропровода при хорошем дренировании образующегося конденсата. С этой целью создается уклон горизонтальных участков паропровода в сторону расположения дренажных устройств.

Расширение вертикальных участков при прогреве паропроводов может привести к изменению положения горизонтальных участков с возникновением уклонов в противоположном направлении. Их наличие приводит к образованию в низких точках паропроводов зон со скоплением конденсата, пока паропровод не прогреется до температуры, превышающей температуру насыщения. Испарение воды в этих зонах может вызвать теплосмены с образованием температурных напряжений.

В схемах паропроводов должны быть предусмотрены уклоны горизонтальных участков такой величины, чтобы расширение примыкающих вертикальных стояков паропроводов не вызвало бы появления контруклонов.

Методика определения величины уклона горизонтального участка паропровода и порядок обеспечения необходимых уклонов посредством вырезки катушки на вертикальном участке паропровода изложены в Методических указаниях по наладке паропроводов тепловых электростанций, находящихся в эксплуатации.

При объединении дренажных линий нескольких паропроводов общим коллектором (во избежание перетоков рабочей среды (пара, конденсата) из работающих трубопроводов в неработающие) на каждой линии должна быть установлена отключающая арматура. С целью исключения попадания в паропровод образующегося в дренажных линиях конденсата запорную арматуру необходимо устанавливать как можно ближе к паропроводу, так чтобы участок линии дренажей до запорного органа находился в изоляции самого паропровода (расстояние не должно превышать 250–300 мм).

4.9.7. При компоновке трубопроводов и арматуры должна быть обеспечена возможность обслуживания и ремонта арматуры. В местах установки арматуры и индикаторов тепловых перемеще-

ний паропроводов должны быть установлены площадки обслуживания.

Пояснений не требуется.

4.9.8. На арматуре должны быть нанесены названия и номера согласно технологическим схемам трубопроводов, а также указатели направления вращения штурвала.
Регулирующие клапаны должны быть снабжены указателями степени открытия регулирующего органа, а запорная арматура – указателями «Открыто» и «Закрыто».

Пояснений не требуется.

4.9.9. Ремонт трубопроводов, арматуры и элементов дистанционного управления арматурой, установка и снятие заглушек, отделяющих ремонтируемый участок трубопровода, должны выполняться только по наряду-допуску.

Для обеспечения безопасности персонала ремонтные работы должны производиться только по нарядам, определяющим место, время и условия производства работы, необходимые меры безопасности, состав бригады и лиц, ответственных за безопасность работы.

Особое внимание к мерам безопасности должно быть уделено при выполнении переключений, дренировании трубопроводов и агрегатов, их расхолаживании и отключении от действующего оборудования.

4.9.10. Арматура, ремонтировавшаяся в условиях мастерской, должна быть испытана на герметичность затвора, сальниковых, сильфонных и фланцевых уплотнений давлением, равным 1,25 рабочего.
Арматура, ремонтировавшаяся без вырезки из трубопровода, должна быть испытана на плотность рабочим давлением среды при пуске оборудования.

С 1 января 1995 г. вступил в действие ГОСТ 9544–93 «Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов». Большинство положений этого ГОСТ отличаются от требований предшествовавшего ему ГОСТ 9544–75. Стандарт распространяется на все виды запорной трубопроводной арматуры на номинальное давление $P_{ном}$ от 0,1 МПа, устанавливает нормы герметичности затворов и требования к проведению испытаний на герметичность. В соответствии с ГОСТ арматура с условным проходом ≤ 80 мм на $P_{ном} \geq 0{,}1$ МПа и условным проходом ≥ 100 мм на $P_{ном} \leq 5{,}0$ МПа может испытываться водой давлением 1,1 $P_{ном}$ или воздухом с давлением $0{,}6 \pm 0{,}05$ МПа. Арматура с условным проходом ≤ 200 мм на условное давление $P_{ном} \geq 6{,}3$ МПа и условным проходом ≥ 250 мм на условное давление $P_{ном} \geq 0{,}1$ МПа должна испытываться водой давлением 1,1 $P_{ном}$.

Направление подачи среды при испытаниях на герметичность зависит от конструкции запорной арматуры. В запорных клапанах (вентилях) испытания на гер-

метичность следует проводить с подачей среды под затвор, в задвижках – с поочередной подачей среды через правый и левый патрубки. Так как установка заглушек на патрубках задвижек высокого давления требует больших трудозатрат, эти задвижки допускается испытывать с подачей среды через пробку в камеру корпуса между тарелками.

Продолжительность испытания на герметичность затвора зависит от условного прохода и материала уплотнительных поверхностей. Для уплотнения «металл по металлу» затворов при $D_{ном} \leq 50$ время испытаний должно быть не менее 15 с, при $65 \leq D_{ном} \leq 200$–30 с, при $250 \leq D_{ном} \leq 400$–60 с и при $D_{ном} \geq 500$–120 с.

В ГОСТ 9544–93 введена новая классификация герметичности. Вместо принятых в ГОСТ 9544–75 первого, второго и третьего классов герметичности в новом стандарте величина протечки характеризуется классами *A*, *B*, *C* и *D*. Арматура класса *A* не должна иметь видимых протечек, в остальных классах величина протечек при испытаниях на воде не должна превышать 0,0006 см³/мин × $D_{ном}$, мм – для класса В, 0,0018 см³/мин × $D_{ном}$, мм – для класса *C* и 0,006 см³/мин × $D_{ном}$, мм – для класса *D*.

Классы герметичности по ГОСТ 9544–75 и 9544–93 не совпадают: допустимые протечки, соответствующие первому классу по стандарту 1975 г. лежат между допустимыми протечками, соответствующими классам *C* и *D* по стандарту 1993 г.

Испытательную среду выбирают в зависимости от назначения арматуры. Используемая для испытаний вода должна соответствовать ГОСТ 2874–82. Температура испытательной воды должна быть 5–40 °С.

Погрешность измерения протечек не должна превышать ±0,01 см³/мин для протечек не больше 0,1 см³/мин и ±5 % – для протечек больше 0,1 см³/мин.

4.9.11. Тепловая изоляция трубопроводов и арматуры должна быть в исправном состоянии. Температура на ее поверхности при температуре окружающего воздуха 25 °С должна быть не более 45 °С.

Тепловая изоляция фланцевых соединений арматуры и участков трубопроводов, подвергающихся периодическому контролю (сварные соединения, бобышки для измерения ползучести и т. п.), должна быть съемной.

Тепловая изоляция трубопроводов, расположенных на открытом воздухе и вблизи масляных баков, маслопроводов, мазутопроводов, должна иметь металлическое или другое покрытие для предохранения ее от пропитывания влагой или горючими нефтепродуктами. Трубопроводы, расположенные вблизи кабельных линий, также должны иметь металлическое покрытие.

Трубопроводы с температурой рабочей среды ниже температуры окружающего воздуха должны быть защищены от коррозии, иметь гидро- и теплоизоляцию.

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

Для уменьшения потерь тепла в окружающую среду, а также в целях безопасности персонала применяется тепловая изоляция. Увеличение температуры на поверхности изоляции на 10 °С при температуре окружающего воздуха 25 ° С

приводит к повышению тепловых потерь через изоляцию трубопровода примерно на 45 %.

В целях пожарной безопасности изоляцию паропроводов высокого давления, проходящих вблизи маслопроводов, заключают в специальные плотные металлические короба с сальниками, расположенными в местах вывода труб из короба. В случае утечки масло дренируется в специально предназначенную для этого емкость. Вне короба маслопровод отделяется экраном от горячей поверхности паропровода, фланцевые соединения закрываются кожухами.

Особое значение состояние тепловой изоляции приобретает в условиях повышенной маневренности энергоустановки, когда требуются ее частые остановы и пуски. Эффективная тепловая изоляция позволяет длительно поддерживать остановленное оборудование в горячем состоянии, при котором отсутствует существенная разность температур между внутренней и наружной поверхностью труб и других толстостенных элементов, что позволяет выполнить новый пуск энергоустановки без предварительного прогрева этих элементов с наименьшими затратами времени и топлива.

4.9.12. *Изоляция трубопроводов, не имеющих защитного покрытия,* должна быть окрашена. При наличии защитного покрытия на их поверхность должны быть нанесены маркировочные кольца.

Окраска и надписи на трубопроводах должны соответствовать Правилам Госгортехнадзора России.

В технологических схемах электростанций задействовано большое количество трубопроводов, посредством которых транспортируются пар, вода, газ, мазут, масло, воздух и др.

Для ориентации персонала в таком сложном и ответственном хозяйстве, а также исключения возможных ошибок при переключениях, особенно в аварийных ситуациях, «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» предусмотрена окраска трубопроводов и маркировочные надписи на видных местах в соответствии с ГОСТ 14202–69.

4.9.13. При обнаружении свищей, трещин в питательных трубопроводах, паропроводах свежего пара и пара промперегрева, а также в их арматуре аварийный участок должен быть отключен. Если при отключении невозможно резервировать аварийный участок, то оборудование, связанное с этим участком, должно быть остановлено.

На прямых участках трубопроводов, гибах, литых корпусах арматуры, сварных соединениях в процессе эксплуатации могут образовываться свищи и трещины, через которые рабочая среда под большим давлением с высокой температурой выходит наружу, создавая аварийную ситуацию. Размеры свищей и трещин обычно быстро увеличиваются и расширяют зону опасности, что может привести к несчастным случаям.

С целью безопасности персонала и исключения возможности повреждения рядом расположенного оборудования аварийный участок должен быть отключен.

4.9.14. Арматура должна использоваться строго в соответствии с ее функциональным назначением.

Использование запорной арматуры в качестве регулирующей не допускается.

На многих ТЭС запорная арматура используется для регулирования расхода среды. Известны случаи, когда прогрев трубопроводов осуществляется путем «подрыва» задвижки (открытия ее на небольшую величину хода). Работа запорной арматуры в таких режимах недопустима. При частичном открытии арматуры в зоне нахождения затвора скорость потока значительно превосходит расчетную, наблюдается возникновение вихревых потоков. Конструкция затвора и его конфигурация не рассчитаны на работу в таких условиях. В связи с этим возникает вибрация затвора и наблюдается интенсивный эрозионный износ уплотнительных поверхностей. При длительной эксплуатации арматуры в таких режимах возможно разрушение затворов, а эрозионный износ приводит к появлению нерегулируемого пропуска среды через арматуру, когда она находится в закрытом состоянии.

4.10. ЗОЛОУЛАВЛИВАНИЕ И ЗОЛОУДАЛЕНИЕ

Золоулавливающие установки

4.10.1. При работе котла на твердом топливе должна быть обеспечена бесперебойная работа золоулавливающей установки.
Эксплуатация котла с неработающей золоулавливающей установкой не допускается.
В случае появления сигнала о достижении верхнего предельного уровня золы в двух и более бункерах разных полей электрофильтра, прекращении орошения каплеуловителя мокрой золоулавливающей установки или прекращении удаления из него пульпы необходимо принять меры к выявлению и устранению причин неполадок.
Использовать бункеры золоулавливающих установок для накопления уловленной золы не допускается. Она должна удаляться из бункеров непрерывно.

Эффективная и бесперебойная работа золоулавливающей установки тепловой электростанции обеспечивает соблюдение норм предельно допустимых (временно согласованных) выбросов золы в атмосферу, минимальные платежи за загрязнение атмосферы, а также нормальную работу дымососов и установленный межремонтный период их эксплуатации.

Останов золоулавливающей установки при работающем котле в десятки раз увеличивает выброс золы в атмосферу, быстро выводит из строя дымососы. За сверхлимитный выброс в атмосферу ТЭС может подвергнуться штрафным санкциям в 5-кратном размере от платы за выбросы в пределах лимита, взимаемой из прибыли предприятия. Такая ситуация расценивается как технологическое нарушение (авария, технологический или функциональный отказ), которое подлежит расследованию в установленном порядке согласно «Инструкции по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем». РД 34.20.801–93 [18].

На современных котлах имеется защита, действующая на их останов при выходе из строя золоулавливающей установки.

Для обеспечения бесперебойной работы золоуловителей осуществляется контроль за качеством их монтажа, проводятся наладка и испытания золоуловителей после приемки из монтажа, строго выполняются требования инструкций по их эксплуатации.

Испытания золоулавливающей установки проводятся экспресс-методом не реже 1 раза в год. Эта установка подвергается пусконаладочным испытаниям после капитального ремонта и реконструкции.

Превышение уровня золы в бункере электрофильтров сверх предельного вызывает забивание золой межэлектродного пространства, отключение агрегатов питания и выход из строя механизмов встряхивания электродов, т. е. к прекращению улавливания золы. Переполнение золой может, кроме того, вызвать обрушение бункеров, имевшее место на ряде ТЭС. Выход из строя элементов внутреннего оборудования и обрушение бункеров в этом случае угрожает и рукавным фильтрам.

Прекращение подачи воды к форсункам и соплам мокрых золоуловителей с трубами-коагуляторами Вентури или эмульгаторов означает прекращение промывки дымовых газов и улавливания золы.

4.10.2. При растопке котла на газе или мазуте высокое напряжение на электрофильтры не должно подаваться, механизмы встряхивания должны быть включены в работу, должен быть обеспечен подогрев бункеров и изоляторных коробок. После перевода котла на сжигание твердого топлива должны быть включены в работу виброрыхлители или аэрирующие устройства бункеров, время подачи высокого напряжения на электрофильтры должно быть указано в местной инструкции.

Работа котла на газе, включая его растопку, не требует золоулавливания. Сжигание на котле мазута связано с появлением на поверхностях газового тракта и золоуловителей сажистых отложений. Они неопасны для мокрых и сухих инерционных золоуловителей. В электрофильтрах вследствие большой электрической проводимости отложений могут возникать электрические пробои и короткие замыкания. Кроме того, они могут стать источником пожарной опасности.

Включение механизмов встряхивания электродов при растопке позволяет снизить количество отложений. Прогрев элементов электрофильтров при растопке позволяет предотвратить низкотемпературную сернокислотную коррозию вследствие конденсации влаги на холодной внутренней поверхности. Предварительный подогрев бункеров облегчает сход золы, предотвращает ее цементацию и зависание в бункере.

Высокое напряжение должно быть подано в электрофильтр с выходом котла на нормальный режим работы при минимально допустимых расходах твердого топлива. До этого электрофильтр работает в режиме осадительной камеры с КПД около 30 %. Кроме виброрыхлителей или аэрирующих устройств бункеров, обеспечивающих легкость удаления из них золы, в работе к этому моменту должны быть вариаторы, регулирующие оптимальную периодичность встряхивания по полям электрофильтров, вибраторы на бункерах, установки кондиционирования дымовых газов перед электрофильтрами, системы подогрева дымовых газов за золоуловителями и все другие вспомогательные механизмы и устройства, а также контрольные приборы.

4.10.3. В подбункерных помещениях электрофильтров температура воздуха должна поддерживаться не ниже 12 °С.
Температура стенок бункеров и течек золоулавливающих установок должна поддерживаться на 15 °С выше температуры конденсации водяных паров, содержащихся в дымовых газах.

На электростанциях с открытой компоновкой электрофильтров в районах с расчетной температурой отопления минус 15 °С и ниже электрофильтры перед пуском должны предварительно прогреваться горячим воздухом до температуры выше точки росы дымовых газов растопочного топлива.
Орошение мокрых золоулавливающих установок, а также подача воды в золосмывные аппараты электрофильтров и батарейных циклонов, воздуха в аппараты электрофильтров и батарейных циклонов, воздуха в аппараты систем пневмозолоудаления и включение системы контроля работы электрофильтров и наличия золы в бункерах должны быть осуществлены до растопки котла.

Все мероприятия по прогреву подбункерных помещений, самого электрофильтра, бункеров и течек связаны с необходимостью предотвращения конденсации влаги, ведущей, в частности, к слипанию и цементации золы в бункерах и низкотемпературной коррозии внутренних поверхностей с образованием «свищей», присосами через них воздуха, нарушением нормальной аэродинамики камеры, увеличением скорости потока и снижением эффективности улавливания.

Заблаговременное включение систем орошения мокрых золоуловителей, аппаратов золосмыва и пневмозолоудаления, систем контроля является гарантией недопущения несанкционированных залповых выбросов золы в атмосферу.

4.10.4. *При повышении температуры дымовых газов за электрофильтрами выше температуры газов перед ними необходимо снять высокое напряжение со всех полей. В случае обнаружения очагов возгорания в электрофильтре следует остановить котел и приступить к устранению аварийного состояния.*

Превышение температуры дымовых газов за электрофильтром над температурой до него свидетельствует о возгорании отложений внутри камеры, что классифицируется как функциональный отказ оборудования.

4.10.5. Режим эксплуатации золоулавливающих установок должен определяться следующими показателями:
для электрофильтров – оптимальными параметрами электропитания при заданной температуре дымовых газов и оптимальным режимом встряхивания электродов;
для мокрых золоулавливающих установок – оптимальным расходом орошающей воды и температурой газа после аппаратов не менее чем на 15 °С выше точки росы дымовых газов (по водяным парам);
для батарейных циклонов – оптимальным аэродинамическим сопротивлением аппаратов.

Эффективность очистки дымовых газов в электрофильтрах при их эксплуатации зависит главным образом от величины тока на коронирующих электродах и режима регенерации (встряхивания) электродов. Наибольшая эффективность дос-

тигается при поддержании напряжения в электрическом поле близким к напряжению пробоя. В современных агрегатах питания предусмотрено автоматическое регулирование максимальных параметров – напряжения в электрических полях электрофильтра или тока короны. На рис. 4.10.1 показана примерная зависимость степени очистки газов от усредненного по полям тока короны.

Неоптимальное встряхивание электродов (чрезмерно редкое или частое) также ведет к снижению эффективности золоулавливания. Утолщение слоя золы на осадительных электродах приводит к снижению тока короны. За 200–250 ч работы без встряхивания электрическая нагрузка поля может снизиться в 4–5 раз, а проскок золы через него возрасти в десяток раз.

Излишне частое встряхивание ведет к эффекту «вторичного уноса», когда часть отделившейся от осадительного электрода золы попадает не в бункер, а подхватывается набегающим газовым потоком и уносится в следующее поле, а с последнего – в атмосферу.

Оптимизация режима встряхивания осадительных электродов может обеспечить повышение КПД золоулавливания на 0,7–1,5 %. Оптимизация по полям устанавливается при наладке электрофильтра. Наименьший интервал встряхивания устанавливается на первом поле, где происходит наибольшее по массе улавливание золы, и может составлять несколько минут, наибольший – на последнем (может достигать 2 ч и более). Это же мероприятие является одним из определяющих для рукавных (матерчатых) фильтров.

На степень очистки газов в мокрых золоуловителях влияют скорость газов в горловине труб Вентури (конструктивный параметр) и удельный расход воды на кубический метр газа на орошение трубы Вентури, непосредственно зависящий от давления воды (рис. 4.10.2). С увеличением этих параметров эффективность золоулавливания возрастает.

Чрезмерное увеличение удельного расхода воды на данном оборудовании имеет свои пределы: недопустимое падение температуры дымовых газов приводит к конденсации водяных паров и отложениям в газоходе, низкотемпературной сернокислотной коррозии, снижению потенциала подъема факела из дымовой трубы, перегрузке багерной насосной и насосной осветленной воды.

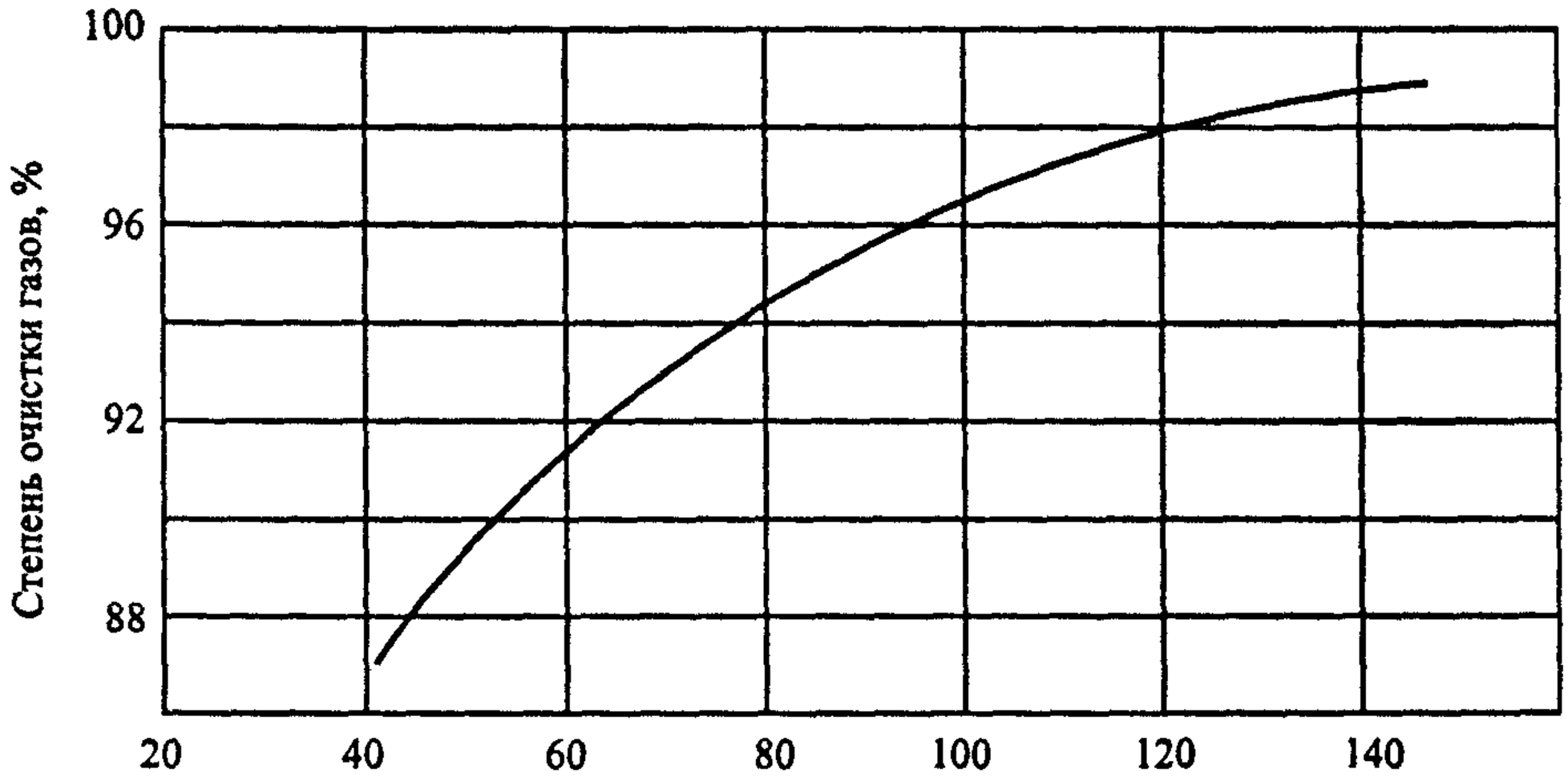


Рис. 4.10.1. Примерная зависимость степени очистки газов в электрофильтре от усредненного по полям тока короны

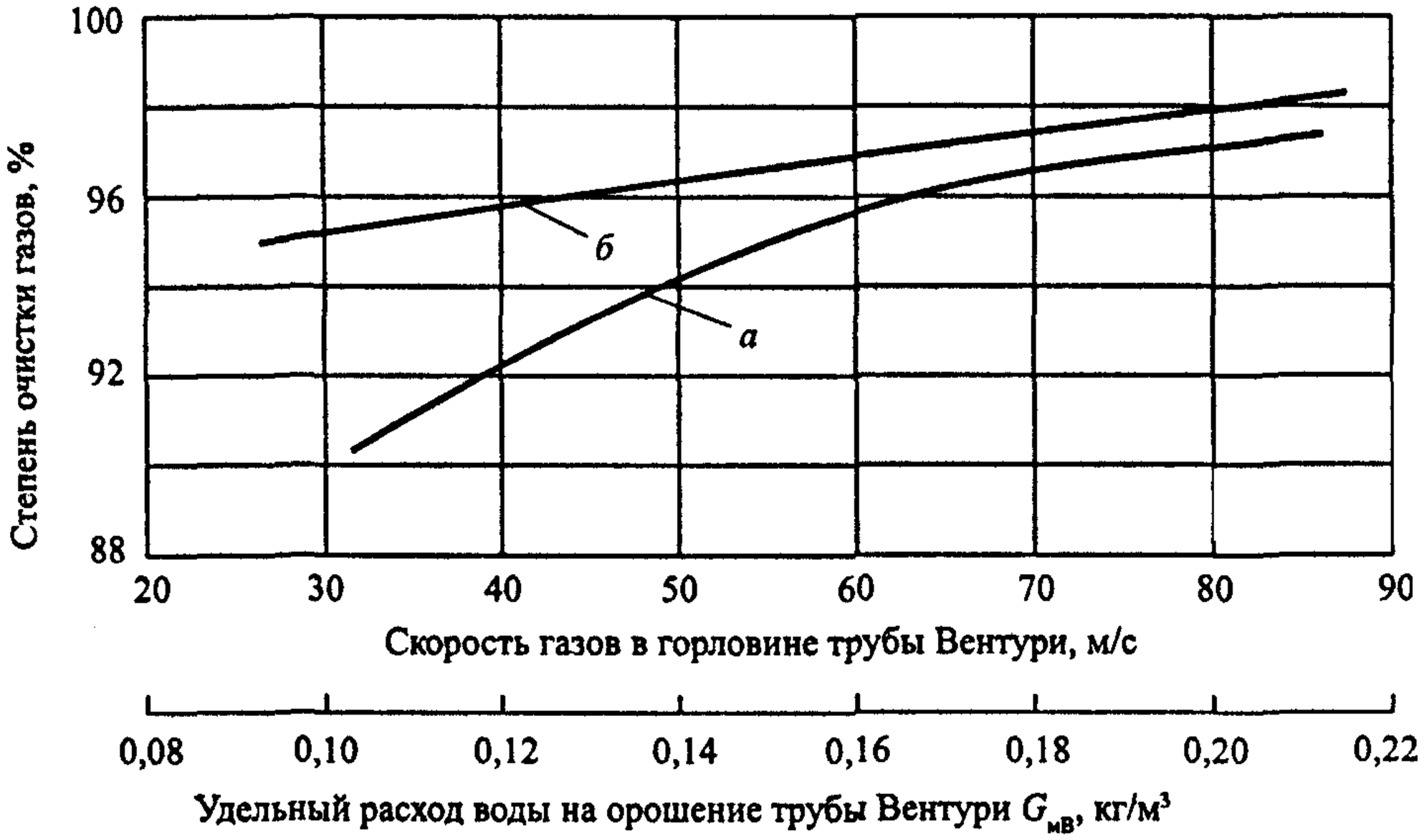


Рис. 4.10.2. Характерная зависимость степени очистки газов от скорости газов в горловине трубы Вентури (*а*) и удельного расхода воды на ее орошение (*б*)

Избежать большинства негативных эффектов удается при обеспечении температуры дымовых газов на 10–15 °С выше точки росы. Другим способом является организация подогрева дымовых газов, что требуется, в частности, в большинстве случаев применения в мокрых золоуловителях так называемого интенсивного режима орошения труб Вентури (ИРО).

Оптимальный расход и давление воды, подаваемой на орошение труб Вентури и скрубберов-каплеуловителей, с учетом перечисленных выше обстоятельств устанавливаются наладкой установок. Значения этих параметров должны быть приведены в местной инструкции по эксплуатации и строго соблюдаться.

Инерционные аппараты собраны из циклонов. При уменьшении диаметра циклона и повышении до определенного предела скорости газа, определяющих аэродинамическое сопротивление, эффективность очистки возрастает. При эксплуатации эффективность очистки снижается из-за присосов воздуха (особенно через бункер, так как присосанный воздух движется навстречу запыленному потоку).

4.10.6. При эксплуатации мокрых золоулавливающих установок должны быть предусмотрены меры, предотвращающие брызгоунос. В случае установки электрофильтров за мокрыми золоулавливающими установками наличие следов брызгоуноса за последними не допускается.

Брызгоунос из мокрых золоуловителей приводит к отложениям влажной золы в газоходе, карманах и на лопатках дымососов, что может привести к увеличению аэродинамического сопротивления газового тракта, ограничению нагрузки котла по тяге, повреждению дымососов, а в некоторых случаях к обрушению газохода. Брызгоунос может стать причиной интенсивной коррозии газоходов и элементов электрофильтра, расположенного за мокрым золоуловителем.

Брызгоунос может возникнуть из-за нарушения нормальной работы скруббера-каплеуловителя вследствие изменения расположения, настройки, износа орошающих сопел, их забивания, износа отражающего козырька, неровности поверхности футеровки в месте касания струи орошающей воды, присосов воздуха и др.

4.10.7. Состояние золоулавливающих установок должно контролироваться в соответствии с типовыми инструкциями по их эксплуатации.

Для эффективной работы золоуловителей необходим систематический контроль за их техническим состоянием. Оперативное обслуживание осуществляется дежурным персоналом. Не реже одного раза в смену производится внешний осмотр золоулавливающих установок и золоудаляющих устройств. При этом контролируются параметры подачи воды в форсунки и сопла мокрых золоуловителей, аэродинамическое сопротивление циклонов, электрические параметры агрегатов питания (напряжение и сила тока) электрофильтров, работоспособность механизмов встряхивания электродов, виборырыхлителей или аэрирующих устройств бункеров, вибраторов, золосмывных аппаратов и других вспомогательных механизмов и приспособлений, а также уровень золы в бункерах и сход золы из них. При внешнем осмотре устанавливается целостность изоляции, нормальная работа местных приборов контроля, выявляются незакрытые лючки и незаглушенные штуцера. По установленному графику смазываются вращающиеся механизмы, очищаются сопла и форсунки, регулируются устройства золоудаления. По данным осмотров уточняются планы и графики текущего ремонта золоуловителей.

Повышенные присосы в газовый тракт свидетельствуют об ухудшении улавливания в аппарате любого типа и являются сигналом для принятия своевременных мер.

Технический осмотр состояния технологической и строительной частей зо-лоулавливающих установок проводится в заранее запланированный срок в объеме, регламентированном ПТЭ.

Для контроля за работой и техническим состоянием золоуловителей на ТЭС ведутся журналы учета дефектов, учета работы установки и текущего ремонта.

4.10.8. При останове котла на срок более 3 сут золоулавливающие установки должны быть осмотрены и очищены от отложений.

В золоуловителях любого типа отложения неизбежны не только в карманах, на горизонтальных участках, но и на вертикально расположенных электродах и, как об этом говорилось ранее, отрицательно сказываются на эффективности улавливания и надежности конструкций.

4.10.9. Испытания золоулавливающих установок должны быть выполнены при вводе их в эксплуатацию из монтажа, после капитального ремонта или реконструкции специализированными организациями.

Для проведения испытаний золоулавливающие установки должны иметь измерительные участки на газоходах и быть оборудованы штуцерами, лючками и другими приспособлениями,

а также стационарными площадками с освещением для обслуживания используемых при испытаниях приборов.

Испытания золоуловителей производятся с целью определения основных характеристик золоулавливающей установки и их соответствия проектным показателям. Испытаниям должна предшествовать наладка золоуловителей, которая производится в соответствии с [6–8]. При испытаниях золоулавливающей установки определяются следующие основные характеристики:

фракционная и общая степень очистки дымовых газов в золоулавливающей установке в целом и в отдельных полях электрофильтров;

начальная и конечная запыленность дымовых газов;

объем и состав дымовых газов, поступающих на очистку;

скорость газов в основных элементах золоуловителей;

температура газов до и после золоулавливающей установки;

аэродинамическое сопротивление установки;

присосы воздуха на участке установки;

давление воды перед соплами и форсунками мокрых золоуловителей.

В зависимости от типа золоуловителя при испытаниях определяются и другие характеристики, влияющие на степень очистки.

Для периодического определения степени очистки дымовых газов в эксплуатационных условиях, обеспечения ограничения выбросов в атмосферу золы, а также для выявления параметров работы и дефектов установок перед их модернизацией (реконструкцией) или капитальным ремонтом выполняются эксплуатационные, контрольные и определительные испытания.

В зависимости от предъявляемых требований определяется вид (категория) испытаний – в полном или сокращенном объеме (экспресс-метод).

Проведению испытания золоулавливающей установки предшествует тщательная подготовка. В [10] определен порядок и даны методические указания, обязательные при проведении того или иного вида испытаний.

Данные испытаний заносятся в паспорт установки, в экологический паспорт ТЭС, используются при заполнении форм статотчетности 2 тп-воздух, для разработки и контроля соблюдения нормативов выбросов.

4.10.10. Золоулавливающие установки не реже 1 раза в год должны подвергаться испытаниям по экспресс-методу в целях проверки их эксплуатационной эффективности и при необходимости разработки мероприятий по улучшению работы.

Контрольные испытания проводятся в соответствии с «Методикой определения степени очистки дымовых газов в золоулавливающих установках (экспресс-метод)»: РД 34.02.308–89 [11]. Результаты испытаний в совокупности с информацией о техническом состоянии позволяют принять план действий в отношении золоуловителей, наметить необходимые мероприятия или даже выявить целесообразность дальнейшей эксплуатации котла (блока). Так же как и другие виды испытаний, они выявляют показатели, необходимые для заполнения форм статотчетности, а также для контроля соблюдения установленных нормативов выбросов.

Системы золошлакоудаления и золоотвалы

4.10.11. При эксплуатации систем золошлакоудаления и золоотвалов должны быть обеспечены:
своевременное, бесперебойное и экономичное удаление и складирование золы и шлака в золоотвалы, на склады сухой золы, а также отгрузка их потребителям;
надежность оборудования, устройств и сооружений внутреннего и внешнего золошлакоудаления;
рациональное использование рабочей емкости золоотвалов и складов сухой золы;
предотвращение загрязнения золой и сточными водами воздушного и водного бассейнов, а также окружающей территории.

Современные котлы не имеют емкостей для накапливания шлака, поэтому последний должен непрерывно удаляться через системы шлакоудаления. Непрерывным должен быть также отвод золовой пульпы от мокрых золоуловителей. Сухая зола, улавливаемая сухими инерционными золоуловителями и электрофильтрами, должна удаляться из бункеров непрерывно. Переполнение бункеров золоуловителей может быть причиной аварии и поэтому не допускается.

Механизация золошлакоудаления на ТЭС достигается применением гидравлических и пневматических систем. Широкое распространение получили гидравлические системы, обеспечивающие достаточную надежность и нормальные санитарно-гигиенические условия труда в зольных помещениях. Процесс гидрозолоудаления (ГЗУ) осуществляется, как правило, непрерывно.

Для механизированного удаления шлака из-под топок чаще всего устанавливаются шнековые транспортеры-дробилки. Если размеры кусков шлака превышают 70–80 мм, необходимо их доизмельчение в валковых или зубчатых дробилках. При сухом шлакоудалении применяются горизонтальные шнеки, орошаемые водой.

Для смыва золы из бункеров сухих инерционных золоуловителей и электрофильтров получили распространение золосмывные аппараты-гидрозатворы с открытым переливом. Вода в аппарат подается тангенциально через сопло, за счет чего в аппарате обеспечивается интенсивная циркуляция пульпы, способствующая быстрому смачиванию золы.

Для внешнего удаления пульпы наиболее широко используются багерные насосы. Гидроаппараты и эрлифты устанавливаются реже.

Удельные расходы воды при тщательной наладке системы ГЗУ удается поддерживать на уровне 8–12 м^3 на 1 т золошлаков. Необходимо применять в каналах побудительные сопла минимально допустимого диаметра около 10–12 мм в шлаковых и 6–7 мм в золовых каналах.

При загрязненной воде забивание сопел предотвращается установкой сетчатых фильтров с размером ячеек 3–4 мм.

Полезно объединение золовых течек из бункеров многопольных электрофильтров, так как оно позволяет уменьшить число золосмывных устройств и расход воды. Существенный эффект дает использование самотечных коллекторов с уклоном не ниже 3–4 % вместо обычных золовых каналов. По таким коллекторам золовая пульпа может транспортироваться без побуждения.

Для экономии воды, потребляемой электростанциями, и использования золы в народном хозяйстве внедряются механические и пневматические системы отбора сухой золы и погрузки ее в вагоны или автоцементовозы из расходных бункеров-накопителей, устанавливаемых непосредственно под бункерами золоуловителей.

В случаях, когда подача колесного транспорта под бункера золоуловителей невозможна вследствие низкой их отметки, применяются пневматические вакуумные и напорные системы золоудаления, собирающие золу из многих бункеров и доставляющие ее в сборные емкости склада сухой золы. Дальнейшая отгрузка золы осуществляется из этих емкостей.

Гидравлические и пневматические системы должны иметь режимные карты [12, 13], в которых указываются основные технологические параметры: давление воды, давление пульпы в начале пульпопроводов; давление воздуха или разрежение в системах пневмозолоудаления; расходы воды и воздуха. В режимных картах указываются допустимые отклонения параметров от оптимальных значений. Для составления и уточнения режимных карт периодически проводятся испытания систем золошлакоудаления [14, 15].

Бесперебойная и надежная эвакуация золошлаков достигается установкой оборудования систем золошлакоудаления с необходимым запасом по производительности, его резервированием и своевременным ремонтом.

Золоотвалы относятся к дорогостоящим сооружениям, поэтому их рациональное использование имеет первостепенное значение в экономике золошлакоудаления. План заполнения золоотвала должен предусматривать возможность последующего наращивания дамб. Надежное складирование золошлаков обеспечивается своевременной подготовкой емкостей на золоотвалах, поддержанием в исправном состоянии ограждающих дамб и водоотводящих сооружений, рациональной технологией намыва золошлаков в отвал.

Для предотвращения загрязнения воздушного бассейна от пневмотранспортных установок запыленный воздух перед выбросом в атмосферу должен очищаться в специальных фильтрах или же сбрасываться в газоходы котлов перед золоуловителями. Во избежание загрязнения прилегающей территории неплотности на пульпопроводах должны оперативно устраняться. Сброс осветленных вод из золоотвалов в водоемы общего пользования не должен превышать согласованной органами охраны природы установленной величины. При отгрузке потребителям золы должен проводиться контроль состава и свойств золы и шлака [16].

В процессе эксплуатации золоотвала необходимо обеспечить полное использование всех методов и технических средств оперативного пылеподавления:

смачивание пылящих зольных пляжей осветленной водой, подаваемой по пульпопроводам, свободным от золошлаковой пульпы;

более частые переключения пульповыпусков с целью поддержания в увлажненном состоянии возможно большей поверхности намываемых надводных отложений;

периодическое орошение сухих пляжей стационарными дождевальными установками или поливочными машинами;

временный подъем уровня воды отстойного пруда для покрытия водой возможно большей площади золоотвала.

Смачивание зольных пляжей осветленной водой производится периодически по мере высыхания поверхности пляжа.

Расход воды на смачивание рекомендуется принимать не более 10 % производительности насосной станции осветленной воды. Для обеспечения этого расхода

необходимо устанавливать перемычку между водоводом осветленной воды и пульпопроводами с отсекающими задвижками и шланговыми затворами.

Для повышения эффективности орошения пульпопроводы могут оснащаться дополнительными патрубками внутренним диаметром 100 мм, устанавливаемыми с шагом 20 м и оснащенными отключающей арматурой.

Более частые переключения пульповыпусков рекомендуется проводить на золоотвалах площадью до 30 га, с протяженностью пляжей не более 1 км и расстоянием между пульповыпусками до 50 м.

Предотвращение пыления пляжей золоотвала с применением дождевальных машин выполняется либо орошением поверхности пляжей (дождевание), либо созданием водяной завесы.

Для дождевания сухих пляжей рекомендуется применять дальнеструйные навесные дождеватели ДДН-45, ДДН-70, ДДН-100, агрегированные с тракторами ДТ-75, ДТ-54А, Т-150К, с поливом пляжей при передвижении по гребню ограждающей дамбы.

Для создания водяной завесы рекомендуется применять дождевальные аппараты типа ДН-1, ДД-30, ДД-15 и др., установленные друг от друга на расстоянии 0,7 радиуса действия аппарата (30–40 м).

Водяная завеса является наиболее экономичным средством пылеподавления.

При размещении и настройке дождевальных аппаратов должно быть исключено размывание верхнего откоса ограждающей дамбы.

Временный подъем уровня отстойного пруда может быть рекомендован для золоотвалов, находящихся в климатических зонах с превышением испарения над осадками, и должен производиться с учетом требований предотвращения выхода фильтрационной воды на наружный откос ограждающей дамбы.

Рекультивация отработанных золоотвалов проводится с целью предотвращения их негативного воздействия на окружающую среду в соответствии с [17]. Основными направлениями рекультивации (консервации) являются:

санитарно-гигиеническое – консервация отвалов, рекультивация которых для использования в народном хозяйстве экономически невыгодна;

строительное – приведение отвала в состояние, пригодное для гражданского и промышленного строительства;

сельскохозяйственное – создание на золошлакоотвале сельскохозяйственных угодий.

Основным видом рекультивации (консервации) золоотвалов является санитарно-гигиеническое. Оно осуществляется двумя способами:

нанесением на поверхность отвала слоя плодородного материала толщиной 15–20 см либо потенциально плодородного грунта толщиной 25–30 см с внесением минеральных удобрений и высевом семян трав.

посадкой 3–4 летних деревьев и кустарников в посадочные ямы, заполненные грунтом, с расстоянием между деревьями 1 м и между рядами – 1,5 м.

Строительная рекультивация осуществляется на золошлакоотвалах, расположенных в городской черте либо вблизи населенных пунктов. В этом случае золошлакоотвал передается местным органам власти или отдельным организациям, которые и осуществляют возведение на отвале зданий и сооружений.

Сельскохозяйственную рекультивацию следует проводить только при остром недостатке земель, пригодных для выращивания растениеводческой продукции.

Перед проведением сельскохозяйственной рекультивации необходимо создание опытного полигона, на котором специализированные организации могут про-

водить опыты с целью определения условий выращивания растений, предупреждающих накопление в них тяжелых металлов выше предельно допустимых концентраций.

Рекультивированный золошлакоотвал не может быть использован для произвольного сенокошения и выпаса скота.

Прокладка по золошлакоотвалу автодорог и пешеходных троп не допускается.

Рекультивированный отвал должен быть обнесен по периметру ограждением, препятствующим доступу туда автотранспорта, людей и животных. На ограждении следует вывешивать запретительные надписи «Проезд и проход запрещены», «Выпас скота запрещен» и т. п.

4.10.12. Эксплуатация систем гидро- и пневмозолоудаления должна быть организована в режимах, обеспечивающих:
оптимальные расходы воды, воздуха и электроэнергии;
минимальный износ золошлакопроводов;
исключение замораживания внешних пульпопроводов и водоводов, заиления золосмывных аппаратов, каналов и пульпоприемных бункеров, образования отложений золы в бункерах, течках и золопроводах пневмозолоудаления.
Для ликвидации пересыщения воды труднорастворимыми соединениями и осаждения взвешенных твердых частиц (осветления) должны быть предусмотрены необходимые площадь и глубина отстойного бассейна.

С ростом удельных расходов воды и воздуха в системах золошлакоудаления, т. е. с уменьшением концентраций золоводяных и золовоздушных смесей, процессы гидро- и пневмозолоудаления становятся более надежными, особенно в режимах неравномерного поступления золошлаков от котлов. Вероятность образования заторов в трактах золошлакоудаления с ростом расходов транспортирующего агента (воды, воздуха) уменьшается.

Уменьшается также опасность внутреннего обмерзания пульпопроводов и внешних водоводов. Однако с повышением расходов воды или воздуха увеличиваются скорости потоков в золошлакопроводах и соответственно износ труб, а также расходы электроэнергии на привод насосов, компрессоров и воздуходувок. В связи с этим для каждой системы требуется установить и в дальнейшем поддерживать оптимальные значения расходов воды, воздуха, при которых надежность системы остается достаточно высокой, расходы электроэнергии и износ труб являются умеренными, а суммарные затраты на транспорт и складирование золошлаков получаются минимальными.

Оптимальные параметры системы золошлакоудаления (расходы, давление воды и воздуха) указываются в режимных картах.

Качество осветления воды в золоотвале повышается с увеличением активной площади отстойного пруда, т. е. зоны, занятой транзитными потоками от пляжа к водосбросному колодцу. Активная зона пруда расширяется при рассредоточении фронта намыва пляжей, удалении водосбросного колодца от пульповыпусков, а также при уменьшении глубины пруда. Однако для избежания подсоса донного ила глубина пруда у водосбросного колодца должна быть не менее 1 м.

Во избежание интенсивного износа насосов и сопел содержание механических взвесей в оборотной воде не должно превышать 700–1 000 мг/л. Удельная активная площадь отстойного пруда для этого должна составлять не менее 10 м^2 в расчете на 1 м^3/ч поступающей в золоотвал пульпы.

4.10.13. При эксплуатации систем гидрозолоудаления должны быть обеспечены плотность трактов и оборудования, исправность облицовки и перекрытий каналов, золошлакопроводов, устройств для оперативного переключения оборудования.
В системах пневмозолоудаления должна быть предусмотрена очистка сжатого воздуха от масла, влаги и пыли, а также предотвращено попадание влаги в золопроводы, промежуточные бункера и емкости складов золы.

Нарушение плотности систем золошлакоудаления в эксплуатации обычно происходит из-за местного износа пульпопроводов или пневмозолопроводов на поворотах, сужениях и ответвлениях труб. Пульпа, вытекающая через свищи, загрязняет прилегающую территорию, а пульпопроводы при этом интенсивно заиливаются извне золошлаками. В вакуумных системах пневмозолоудаления неплотности в пневмозолопроводах снижают производительность систем и ухудшают их экономичность. В напорных пневмосистемах свищи являются очагами интенсивного пыления. Неплотности пульпопроводов и пневмозолопроводов устраняются заваркой, а при невозможности отключения указанных трубопроводов – установкой временных хомутов с уплотняющими прокладками.

Плотность люков, гляделок и затворов шлако- и золоудаляющих устройств, бункеров и течек необходима по условиям безопасности, а также для уменьшения присосов воздуха в топки и золоуловители котлов. Особенно вредны присосы через люки шлакоудаляющих устройств на котлах с жидким шлакоудалением, так как воздух, охлаждая летки, вызывает их зашлаковку. Воздух, подсасывающийся через неплотности люков золосмывных аппаратов, заносит брызги воды в золовые течки, которые в этом случае быстро забиваются. Неплотности затворов водяных ванн шлакоудаляющих установок ведут к перерасходу воды на грануляцию шлака.

Для обеспечения хорошей плотности люков, затворов и гляделок прижимные усилия к крышкам должны прикладываться в центре последних, уплотнительные кромки седел и крышек должны быть механически обработаны. При удалении цементирующихся золошлаковых остатков резьба прижимного устройства люка должна быть защищена от золы. В люках золовых бункеров обязательно применение асбестовых или паронитовых прокладок. Затворы шлаковых водяных ванн должны иметь резиновые прокладки.

С целью безопасного и удобного обслуживания шлаковыпускных затворов и шиберов они должны иметь дистанционный привод.

Каналы ГЗУ перекрываются с целью обеспечения безопасности обслуживающего персонала и предотвращения попадания в каналы посторонних предметов. Элементы перекрытия должны быть съемными для возможности систематического осмотра каналов, расчистки завалов, ремонта облицовки и замены изношенных побудительных сопел. Масса одного элемента перекрытия не должна превышать 20 кг. Каналы лучше всего перекрывать стальными щелевыми решетками, сваренными из уголков, полос или прутков, так как через решетки с пола свободно слива-

ется вода и легче наблюдать за работой каналов. Размер щелей решеток не должен превышать 50 мм.

Золовые каналы, по которым идет горячая пульпа от мокрых золоуловителей, во избежание испарений необходимо перекрывать листами из рифленой стали. Внутренняя сторона листов во избежание воздействия выделений серы из пульпы должна иметь антикоррозионное покрытие (многослойную окраску кузбасс-лаком и т. п.). Перекрывающие решетки и листы должны надежно фиксироваться в уголках, обрамляющих каналы, или крепиться к этим уголкам на петлях.

В нижней части каналы ГЗУ защищаются от износа базальтовыми лотками или плитами, укладываемыми на цементном растворе; от качества укладки в значительной мере зависит надежность гидротранспорта золошлаковых остатков. Не должны допускаться зазоры между плитами (лотками) больше 5 мм, уступы, направленные против потока, а также неравномерный развал боковых плит. Зазоры между облицовкой заполняются цементным раствором, а при кислой пульпе – арзамитовой замазкой.

В случае выпадения отдельных облицовочных плит в русле канала образуются большие уступы, где задерживаются куски шлака и возникают местные заторы. Последние необходимо быстро устранять, поскольку они способствуют последующему заилению каналов на большом протяжении. Взамен выпавших плит при ближайшей возможности следует устанавливать новые на быстросхватывающихся марках цемента. В случае выпадения плит на значительной длине канала допускается укладка в канал временного металлического лотка из разрезанной вдоль трубы соответствующего диаметра.

Переключение багерных насосов и гидроаппаратов является ответственной операцией. Оно должно производиться достаточно оперативно, чтобы не допускать затопления каналов пульпой или замерзания пульпопроводов в зимнее время. Действия обслуживающего персонала при переключении багерных насосов (гидроаппаратов) и пульпопроводов должны быть подробно оговорены в местных инструкциях.

Пульпопереключающие устройства работают в тяжелых условиях из-за износа и отложений шлака и золы. Для обеспечения работоспособности переключающих узлов необходимо выполнять их по простейшим схемам с минимальным числом запорной арматуры, регулярно проверять состояние, своевременно ремонтировать и заменять изношенные узлы.

На стороне всасывания багерных насосов и гидроаппаратов целесообразно устанавливать клапаны-лотки, обладающие высокой эксплуатационной надежностью. Замена изношенных клапанов-лотков производится при работающем багерном насосе, когда лоток выведен из потока и находится в верхней части канала. Бункер может ремонтироваться при закрытом положении клапана-лотка. Седла клапанов практически не нуждаются в ремонте, поскольку находятся вне потока пульпы и не изнашиваются.

На стороне нагнетания багерных насосов часто устанавливаются стальные стандартные задвижки, рассчитанные на давление, превышающее рабочее в 2–3 раза. Задвижки нельзя использовать в качестве дросселей для регулирования подачи багерных насосов, так как задвижки от этого полностью изнашиваются за 1–2 недели. Допускается кратковременное регулирование подачи насоса задвижкой только при его запуске. В случаях, когда не предусматривается АВР багерных насосов, целесообразно применять в переключающих узлах золошлакопроводов быстросъемные заглушки или поворотные перемычки. Эти устройства значительно

надежнее и долговечнее задвижек. Они гарантируют герметичность отключений, в том числе при зарастании золошлакопроводов минеральными отложениями.

При уклоне трассы золошлакопроводов в сторону багерных насосных за насосами устанавливаются обратные клапаны для сдерживания обратного потока пульпы при останове насосов. Обратные клапаны предотвращают переполнение пульпоприемных емкостей и каналов ГЗУ. Золошлакопроводы в таких случаях опорожняются через дренажи.

Очистка аэрирующего и транспортирующего воздуха от масла, влаги и пыли необходима для предотвращения забивания ткани пневмослоевых затворов, аэрожелобов и других аэрирующих устройств в системах пневмозолоудаления. Попадание влаги или масла непосредственно в золу, находящуюся в бункере емкостей склада, золовой течке или золопроводе, приводит к слипанию золы и образованию заторов.

В процессе эксплуатации необходимо своевременно (согласно инструкциям) очищать воздушные фильтры, дренировать влагомаслоуловители и заменять влагопоглощающие реагенты, не допуская их полного истощения.

4.10.14. Эксплуатация оборотных (замкнутых) гидравлических систем золошлакоудаления должна быть организована в бессточном режиме, предусматривающем:
поддержание баланса воды в среднем за год;
преимущественное использование осветленной воды в технических целях (обмывка поверхностей нагрева котлов, золоулавливающих установок, гидроуборка зольных помещений, уплотнение подшипников багерных насосов, орошение сухих участков золоотвалов для пылеподавления, охлаждение газов путем впрыска воды, приготовление бетонных растворов и т. д.) и направление образующихся стоков в систему гидрозолоудаления (ГЗУ).
Сброс осветленной воды из золоотвалов в реки и природные водоемы допускается только по согласованию с региональными природоохранными органами.

Применение оборотных систем направлено на защиту окружающей среды и позволяет обеспечить системы ГЗУ оптимальными расходами воды. В некоторых случаях недопустима фильтрация осветленной воды через ложе золоотвала и отводящих каналов, особенно если это приводит к загрязению используемых грунтовых вод или если фильтрационный поток попадает в водоемы общего пользования. Для избежания вредной фильтрации ложа золоотвала и каналов покрываются уплотненным слоем глины, полиэтиленовой пленкой или асфальтобетоном. Возможен также перехват фильтрационного потока скважинами, из которых вода откачивается насосами в золоотвал или в канал осветленной воды.

Необходимо превышение (в крайнем случае равенство) в годовом разрезе потерь воды из цикла над ее притоком, в противном случае произойдет переполнение золоотвала водой и станет неизбежным сброс осветленной воды во внешнюю среду. Если в отдельный период приток значительно превышает потери, то в золоотвале должен быть обеспечен запас вместимости, достаточный для аккумуляции избыточного временного притока воды.

Отборы воды на различные нужды из замкнутых систем ГЗУ, особенно безвозвратные, облегчают организацию бессточного режима их эксплуатации, так как в большой степени могут скомпенсировать вынужденные или трудноустранимые сбросы посторонних вод в систему.

Осветленная оборотная вода из-за многократных контактов с золой бывает сильно минерализованной, а также может содержать токсичные вещества. Осветленная вода зачастую имеет высокую щелочность (до 100 мг-экв/л). В связи с этим любые сбросы из золоотвалов в водоемы общего пользования допустимы только с разрешения региональных природоохранных органов. С указанными органами согласовываются количество и качество сбрасываемых вод, а также время и продолжительность сбросов. При необходимости осветленная вода после золоотвалов до входа в водоемы общего пользования разбавляется чистой водой для снижения концентрации загрязняющих веществ или обогащения воды кислородом.

4.10.15. Сбросы посторонних вод в оборотную систему ГЗУ допускаются при условии, что общее количество добавляемой воды не превысит фактические ее потери из системы в течение календарного года.
В качестве добавочной воды должны быть использованы наиболее загрязненные промышленные стоки с направлением их в устройства, перекачивающие пульпу.

Отрицательный водный баланс оборотной системы позволяет ей принимать загрязненные стоки химводоочистки, замасленные и замазученные воды, благодаря чему на ТЭС имеется возможность уменьшать мощность специальных водоочистных сооружений или же полностью отказаться от них. Очистка вышеуказанных стоков осуществляется в процессе осветления пульпы на золоотвале. Нефтепродукты адсорбируются частицами золы и шлака.

Сбрасываемые в ГЗУ посторонние стоки являются подпиткой оборотной системы, компенсирующей полностью или частично естественные потери воды в ее замкнутом цикле.

Загрязненные стоки следует направлять в каналы ГЗУ или в пульпоприемные бункера пульпонасосов.

4.10.16. При нехватке осветленной воды подпитка оборотной системы ГЗУ технической водой допускается путем перевода на техническую воду изолированной группы насосов.
Смешение в насосах и трубопроводах технической и осветленной воды запрещается, за исключением систем с нейтральной или кислой реакцией осветленной воды.

Подпитка технической водой замкнутой системы ГЗУ производится в случаях, когда количество заведенных в ГЗУ посторонних стоков недостаточно для восполнения потерь воды в системе.

Необходимость подачи технической воды отдельной группой насосов обусловлена недопустимостью смешения технической и осветленной воды в насосах и трубопроводах. Смешение этих вод приводит к интенсивному зарастанию насосов, труб и арматуры карбонатными отложениями.

При отсутствии насосов и трубопроводов для раздельной подачи технической воды необходимо переводить систему ГЗУ полностью на техническую воду до накопления в пруду золоотвала необходимого объема осветленной воды.

4.10.17. В шлаковых ваннах механизированной системы шлакоудаления должен быть уровень воды, обеспечивающий остывание шлака и исключающий подсос воздуха в топку.

Глубина воды в ванне механизированного шлакоудаления должна превышать размер глыб шлака, которые могут попадать в ванну из топки котла. Обычно эта глубина находится в пределах 0,7–1,0 м.

Под котлами с твердым шлакоудалением, которые работают на сланцах или сильно шлакуются, применение водяных ванн невозможно из-за сильных и опасных взрывов, возникающих при падении в воду раскаленных масс шлака. В таких случаях охлаждение шлака производится водяным дождем из форсунок.

4.10.18. Состояние смывных и побудительных сопел системы ГЗУ должно систематически контролироваться, и при увеличении их внутреннего диаметра более чем на 10 % по сравнению с расчетным сопла должны заменяться.

Работа смывных и побудительных сопел проверяется при ежесменных осмотрах золосмывных аппаратов и каналов. Забитые и засоренные сопла должны быть прочищены или заменены. Диаметры выходных отверстий сопел проверяются 1–4 раза в год в зависимости от интенсивности износа. При увеличении диаметра сопел на 8–10 % расходы воды в системах ГЗУ возрастают на 15–20 %, что обычно еще соответствует предельным запасам подачи багерных насосов. Дальнейший износ сопел вызывает перегрузку внешнего гидрозолоудаления и, как следствие, подтопление и заиление каналов.

4.10.19. Контрольно-измерительные приборы, устройства технологических защит, блокировок и сигнализации систем гидро- и пневмозолоудаления должны быть в исправности и периодически проверяться.

Основными контрольно-измерительными приборами в системах золошлакоудаления являются манометры, измеряющие давление воды, воздуха и пульпы, а также амперметры электродвигателей насосов.

Манометры, измеряющие давление пульпы, подключаются к пульпопроводам через грязевики или имеют промываемые чистой водой импульсные трубки. Амперметры электродвигателей насосов позволяют осуществлять эксплуатационный контроль их подачи при отсутствии расходомеров. Важным элементом системы контроля работы золошлакоудаления является сигнализация переполнения дренажных приямков, пульпоприемных бункеров и бункеров золоуловителей.

Устройство и эксплуатация измерительных приборов, блокировок защит и сигнализации систем золошлакоудаления должны отвечать требованиям гл. 4.7 ПТЭ.

4.10.20. Выводимые в резерв или в ремонт тракты гидро- или пневмозолоудаления должны быть опорожнены и при необходимости промыты водой или продуты воздухом.

При плановых выводах трактов золошлакоудаления из работы предварительно полностью срабатывают шлак из шлакоудаляющих установок котлов, золу из бункеров золоуловителей, аэрожелобов и промежуточных емкостей. Каналы ГЗУ, пульпоприемные бункера и пульпопроводы промываются и дренируются, а пневмозолопроводы продуваются сжатым воздухом.

При аварийном останове тракта освобождение его от золошлаков (срабатывание, промывка и продувка) производится при первой возможности во избежание слеживания и цементации золошлаков, после чего их удаление из тракта будет затруднено.

Расход промывочной воды по пульпопроводу должен быть не меньше номинального расхода пульпы, а продолжительность промывки – не меньше 20–25 мин на каждом километре трассы. Дренирование пульпопроводов без предварительной их промывки допускается лишь в аварийных случаях (например, при выходе из строя промывочных насосов, разрыве пульпопроводов).

Продувка пневмозолопроводов осуществляется рабочим расходом воздуха продолжительностью не менее 20 мин.

4.10.21. При отрицательной температуре наружного воздуха выводимые из работы пульпопроводы и трубопроводы осветленной воды системы ГЗУ должны быть своевременно сдренированы для предотвращения их замораживания.

В зимнее время во избежание замерзания дренажи золошлакопроводов должны открываться не позже чем через 15–20 мин после прекращения подачи воды или пульпы. Чтобы выдержать этот промежуток времени при большой удаленности дренажных выпусков (больше 1 км), необходимо дистанционное или автоматическое управление дренажами. Если зимой золошлакопроводы, выводимые в резерв, не могут быть своевременно опорожнены, то по ним должна прокачиваться вода. Расход воды, предотвращающий замораживание золошлакопровода, может быть определен по номограмме (рис. 4.10.3) в зависимости от величины поверхности охлаждения трубопровода и отношения температур наружного воздуха и воды. Условия, касающиеся дренирования и предотвращения замораживания золошлакопроводов, распространяются также на трубопроводы осветленной воды, прокладываемые на открытом воздухе.

4.10.22. Должен быть организован систематический (по графику) контроль за износом золошлакопроводов и своевременный поворот труб. Очистка трубопроводов от минеральных отложений должна быть проведена при повышении гидравлического сопротивления трубопроводов на 20 % (при неизменном расходе воды, пульпы).

Золошлакопроводы изнашиваются преимущественно в нижней части. Для увеличения срока службы золошлакопроводы по мере износа поворачивают 2–3 раза на 90–120°. Поворот труб необходимо производить своевременно, не допуская утончения стенки ниже допустимого предела по условиям прочности.

Для определения износа на золошлакопроводе устанавливаются щупы и контрольные вставки или же используются ультразвуковые толщиномеры.

Для поворота труб большими участками (по 50–200 м) золошлакопроводы должны иметь исправные опоры и не должны быть замыты золошлаковым материалом или присыпаны грунтом. Вдоль трассы золошлакопроводов необходимо иметь проезды для тракторов и автотранспорта.

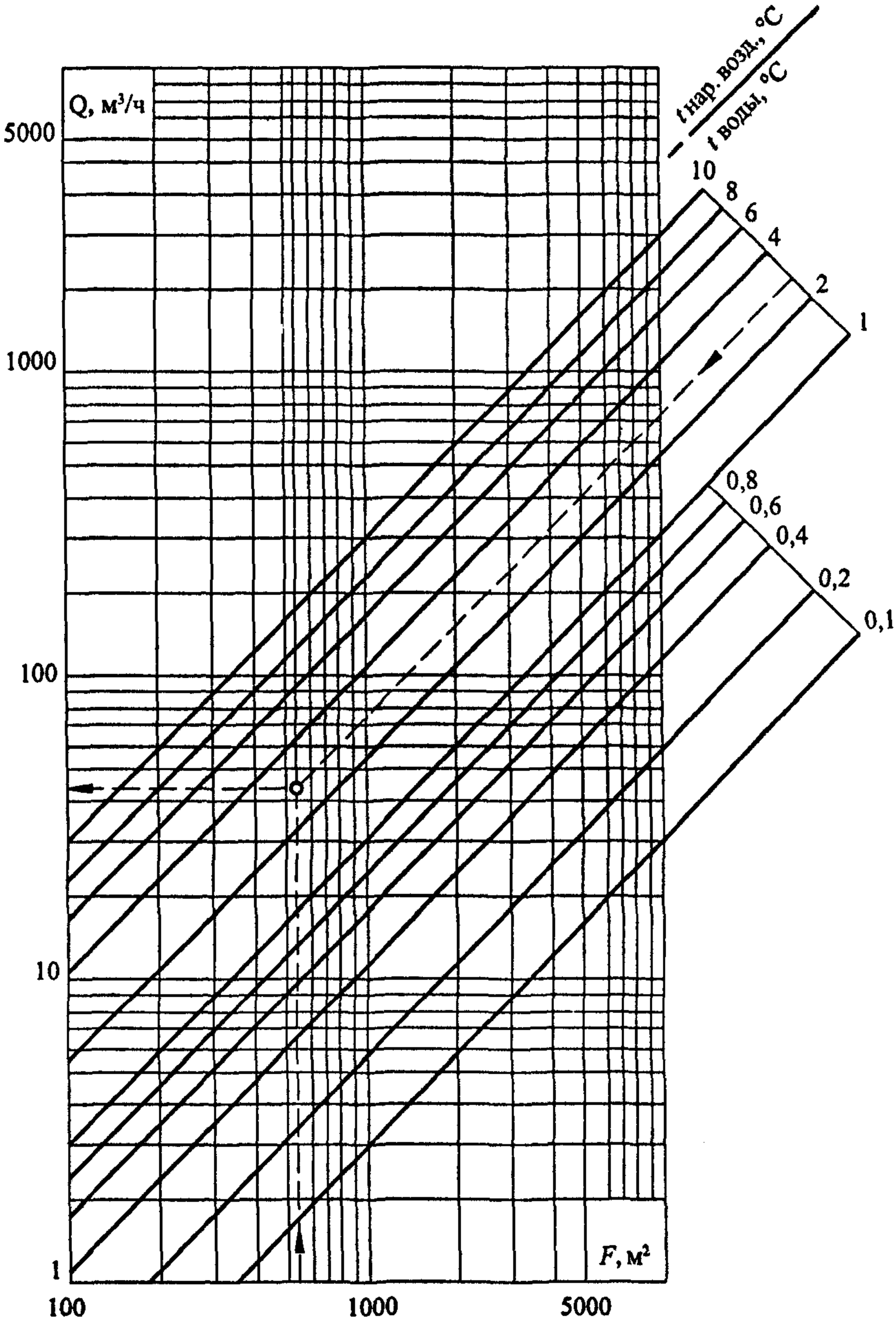


Рис. 4.10.3. Номограмма для определения минимальных расходов воды, предотвращающих замораживание трубопроводов ($F = \pi DL$ – поверхность охлаждения трубопровода)

Минеральные отложения, которые образуются в тракте ГЗУ при транспортировке высокощелочной золы, сильно увеличивают гидравлическое сопротивление золошлакопроводов и трубопроводов осветленной воды. Значительная протяженность внешних трубопроводов и необходимость их очистки 1–2 раза в год требуют, чтобы процесс был механизированным и высокопроизводительным. На практике хорошо зарекомендовал себя способ очистки стальных трубопроводов вибрационными аппаратами, работающими на воде, прокачиваемой по очищаемым трубопроводам. Та же вода транспортирует измельченные отложения на золошлакоотвал. Для ускорения очистки на трубопроводах предусматриваются специальные люки, а гибы труб выполняются плавными, с радиусом не меньше пяти диаметров.

Гексагидрат карбоната кальция может эффективно удаляться из трубопроводов и насосов при промывке горячей водой.

Возможна также углекислотная промывка трубопроводов и насосов ГЗУ от карбонатных отложений, осуществляемая путем прокачки по трубопроводам смеси воды и дымовых газов.

4.10.23. При повышенном абразивном износе элементов систем удаления и складирования золошлаков (пульпопроводы, золопроводы, сопла и др.) должны быть приняты меры для защиты этих элементов от износа (применение камнелитых изделий, абразивостойких металлов и т. п.)

Наибольшему износу подвержены золошлакопроводы, по которым транспортируется высокоабразивный шлак, а также пневмозолопроводы, где скорости золовоздушной смеси обычно достигают 30–35 м/с.

Для защиты золошлакопроводов и пневмозолопроводов получила распространение футеровка их камнелитыми втулками. Однако следует иметь в виду, что футеровка повышает гидравлическое сопротивление труб в 1,7–2 раза. В связи с этим зачастую ограничиваются футеровкой только начальных участков золошлакопроводов на длине 1–2 км (наиболее ответственные участки с наибольшим давлением и износом), в пневмозолопроводах футеруют только колена.

4.10.24. При необходимости должны быть проверены уклоны пульпопроводов и надземных трубопроводов осветленной воды, произведена рихтовка труб или установка дополнительных дренажей.

Внешние трубопроводы (пульпо- и трубопроводы осветленной воды) должны иметь уклон в сторону расположения их дренажей. При малых уклонах (0,2 % и меньше) даже небольшие просадки опор трубопроводов могут привести к образованию недренируемых участков, недопустимых в зимние периоды эксплуатации системы ГЗУ.

Уклоны трубопроводов следует проверять и восстанавливать до наступления морозов. В случае невозможности своевременного устранения недренируемого участка в его наинизшей точке выполняется временный дренаж.

4.10.25. Ремонт и замена оборудования должны быть организованы по графику, составленному на основе опыта эксплуатации систем золо- и шлакоудаления. Указанный график должен быть скор-

ректирован при изменении работы систем золошлакоудаления (изменение вида топлива, подключение дополнительных котлов и т. п.).

Для составления графиков ремонта оборудования золошлакоудаления необходимо определить статистическими методами сроки службы шлаковых и золовых каналов, дробилок, сопел, деталей пульпонасосов, аэрожелобов, пневмонасосов и другого оборудования гидро- и пневмозолоудаления, а также скорость износа золошлакопроводов.

4.10.26. Заполнение золоотвалов водой и золошлаками, а так же выдача золошлаков из золоотвалов должны осуществляться по проекту.
Эксплуатация и контроль за состоянием дамб золоотвалов должны быть организованы в соответствии с требованиями действующих правил.

Рациональное заполнение золоотвала, отбор золошлаков из пляжей, укрепление внутренних откосов и наращивание дамб, осветление воды, обеспечение водного баланса, борьба с пылением и консервация золошлакоотвала регламентируются проектом организации работ по золошлакоотвалу.

Золоотвалы заполняются от дамб к пруду с целью укрепления дамб зо-лошлаковыми пляжами и создания надежных оснований под дамбы наращивания. Пляжи необходимо намывать равномерно, для чего с периодичностью от нескольких дней до нескольких недель (в зависимости от местных условий) переключаются пульповыпуски на разводящих золошлакопроводах. Графики переключения пульповыпусков составляются с учетом необходимости периодического увлажнения пляжей в летнее время для предотвращения пыления и недопустимости намерзания льда на пляжах зимой.

Защита дамб каменной наброской, бонами, бетонными плитами от разрушения волнобоем должна выполняться, как правило, до подхода пруда к дамбам. Полезно удержание на поверхности воды в отстойном пруду слоя плавающей золы, которая препятствует развитию волн. Для удержания плавающей золы в прудах водосбросные колодцы ограждаются бонами.

Увлажнение дамбы может вызвать ее разрушение, поэтому необходимо принять срочные меры по осушению внешнего откоса и дальнейшему укреплению дамбы. При невозможности быстрого снижения уровня воды в отстойном пруду (в течение 2–3 сут) мокрые внешние откосы дамб должны пригружаться каменной наброской.

Электростанциям целесообразно иметь заблаговременно подготовленные с учетом местных условий технические решения по осушению и укреплению обводняющихся дамб, а также проекты организации этих работ.

Постоянное наблюдение и контроль за золоотвалом и элементами внешнего ГЗУ осуществляются обходчиками и заключаются в визуальном осмотре золошлакопроводов, каналов осветленной воды, водосбросных колодцев, дамб и других сооружений [12].

4.10.27. Не менее чем за 3 года до окончания заполнения существующего золоотвала электростанцией должно быть обеспечено наличие проекта создания новой емкости.

В связи с большим объемом работ по сооружению и реконструкции золоотвалов проектные решения по созданию новых емкостей для складирования золошлаков подготавливаются заблаговременно. Разработка таких решений обычно связана с геологическими и топографо-геодезическими изысканиями, поэтому электростанциям следует обращаться в соответствующие проектные организации не менее чем за 4–5 лет до окончания заполнения своих емкостей.

4.10.28. На границах золоотвалов, бассейнов и каналов осветленной воды, а также на дорогах, в зоне расположения внешней системы золоудаления должны быть установлены предупреждающие и запрещающие знаки.

Нахождение посторонних лиц в районе золоотвала, золошлакопроводов и открытых каналов, проезд постороннего транспорта, прогон и выпас скота не разрешаются по условиям безопасности и во избежание повреждения сооружений. Предупредительные и запрещающие знаки устанавливаются на всех подходах к золоотвалам и его сооружениям.

Освещение мест выпуска пульпы, сбросов золы и шлака, а также освещение водосбросных колодцев на золоотвалах и водозаборов на насосных осветленной воды осуществляется фонарями или прожекторами. Независимо от наличия стационарного освещения персонал, направляемый в ночное время на золоотвалы, должен снабжаться электрическими фонарями.

4.10.29. Для контроля за заполнением золоотвалов 1 раз в год должны производиться нивелировка поверхности расположенных выше уровня воды золошлаковых отложений и промеры глубин отстойного пруда по фиксированным створам.
Предельно допустимый уровень заполнения золоотвалов должен быть отмечен рейками (реперами).

Ежегодная нивелировка надводной и подводной поверхностей золоотвала производится в целях определения его остаточной емкости. С учетом результатов нивелировки составляются планы заполнения золоотвала, наращивания и ремонта дамб на очередной сезон. Предельный уровень намыва золошлаков должен быть ниже дамб не менее чем на 0,5 м, а предельный уровень воды в отстойном пруду не должен вызывать обводнение внешнего откоса дамб.

4.10.30. Наращивание ограждающих дамб без проектов не допускается.

При наращивании дамб из золошлакового материала и мягких грунтов (суглинков, супесей) работы должны выполняться в теплое время года.

Наращивание дамб золоотвалов без проектной документации не позволяет вести правильный технический надзор за их возведением, не может гарантировать надежную эксплуатацию золоотвалов, а также затрудняет разработку технических

решений для последующих наращиваний дамб. Проекты наращивания должны разрабатываться компетентными организациями и утверждаться в установленном порядке.

В зимнее время можно производить обсыпку дамб только с применением камня или твердых горных пород. Дамбы из мягких грунтов и эолового материала нельзя насыпать при отрицательных температурах, так как мерзлый материал не может быть хорошо уплотнен. В этих случаях в теле дамбы образуются поры и пустоты, через которые интенсивно фильтруется вода и выносится грунт, что вскоре приводит к разрушению дамбы. Засыпка льда и снега в тело дамбы может вызвать чрезмерное ее обводнение и потерю устойчивости; по мере таяния льда и снега возможна большая усадка дамбы с образованием глубоких трещин.

Возведение новых и наращивание существующих дамб должны осуществляться в соответствии с действующими нормами и правилами на строительство гидротехнических сооружений.

4.10.31. Устройства (лестницы, мостики, ограждения и др.), обеспечивающие уход за сооружениями и безопасность персонала, должны быть в исправном состоянии.

Для поддержания в исправном состоянии устройств, обеспечивающих обслуживание сооружений золоотвалов, проводится плановый ремонт и устраняются случайные повреждения. Металлические элементы этих устройств должны быть окрашены, а деревянные обработаны несмываемыми антисептиками. Настилы и проходы следует очищать от льда, золошлаков, грунта и т. п. Осмотр устройств должен производиться при обходах золоотвалов.

4.10.32. На каждой электростанции должны ежегодно составляться и выполняться планы мероприятий по обеспечению надежной работы системы удаления и складирования золы и шлака. В планы должны быть включены: графики осмотров и ремонтов оборудования, пульпопроводов осветленной воды, график наращивания дамб, очистки трубопроводов от отложений, мероприятия по предотвращению пыления, рекультивации отработанных золоотвалов и др.

При составлении ежегодных планов мероприятий необходимо учитывать, что работы на внешних объектах систем золошлакоудаления должны выполняться преимущественно в теплое время года.

Ремонт оборудования золошлакоудаления, распределенного по котлам (шлакоудаляющие установки, золосмывные устройства и т. д.) следует приурочивать к ремонту котлов.

Список использованной литературы

1. Защита окружающей среды при производстве энергии на тепловых электростанциях / Под ред. Г. Г. Ольховского, Л. И. Кроппа. – М.: Энергоатомиздат, 1991.
2. Справочник по пыле- и золоулавливанию. – М.: Энергоатомиздат, 1983.
3. Типовая инструкция по эксплуатации электрофильтров: РД 34.27.504–91. – 1993.

4. Типовая инструкция по эксплуатации сухих инерционных золоуловителей: РД 34.27.505–89. – 1990.

5. Типовая инструкция по эксплуатации мокрых золоуловителей. МВ: ТИ 34-70-012–82. – 1983.

6. Методические указания по наладке электрофильтров: МУ 34-70-047–83.

7. Методические указания по наладке мокрых золоуловителей с трубами Вентури: МУ 34-70-055–83. – 1984.

8. Методические указания по наладке батарейных циклонов: МУ 34-70-048–83.

9. Методика испытаний золоулавливающих установок ТЭС и котельных: РД 34.27.301–91.

10. Правила организации контроля выбросов в атмосферу на ТЭС и в котельных: РД 34.02.306–92. – 1993.

11. Методика определения степени очистки дымовых газов в золоулавливающих установках (экспресс-метод): РД 34.02.308–89.

12. Типовая инструкция по эксплуатации систем гидрозолоудаления и золоотвалов тепловых электростанций: ТИ 34-70-000–82.

13. Типовая инструкция по эксплуатации систем внутреннего пневмозолоудаления аэрожелобами: РД 34.27.508–89. – 1991.

14. Методические указания по наладке и испытаниям систем гидрозолоудаления. – 1989.

15. Методические указания по наладке и испытаниям систем внутреннего пневмозолоудаления аэрожелобами: МУ 34-70-181–87. – 1989.

16. Методические указания по организации контроля состава и свойств золы и шлаков, отпускаемых потребителям тепловыми электростанциями: РД 34.09.603–88.

17. Рекомендации по рекультивации отработанных золошлакоотвалов тепловых электростанций: РД 34.02.202–95. – 1997.

18. Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем: РД 34.20.801–93.

4.11. СТАНЦИОННЫЕ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ

4.11.1. Режим работы теплофикационной установки электростанции и районной котельной (давление в подающих и обратных трубопроводах и температура в подающих трубопроводах) должен быть организован в соответствии с заданием диспетчера тепловой сети.

Температура сетевой воды в подающих трубопроводах в соответствии с утвержденным для системы теплоснабжения температурным графиком должна быть задана по усредненной температуре наружного воздуха за промежуток времени в пределах 12–24 ч, определяемый диспетчером тепловой сети в зависимости от длины сетей, климатических условий и других факторов.

Отклонения от заданного режима за головными задвижками электростанции должны быть не более:
по температуре воды, поступающей в тепловую сеть, ±3 %;
по давлению в подающем трубопроводе ±5 %;
по давлению в обратном трубопроводе ±0,2 кгс/см² (±20 кПа).

Температура сетевой воды в обратных трубопроводах, расход сетевой воды в подающих трубопроводах, разность расходов в подающем и обратном трубопроводах обеспечиваются режимами работы тепловой сети и систем теплопотребления и контролируются диспетчером тепловой сети. Среднесуточная температура сетевой воды в обратных трубопроводах не может превышать заданную графиком более чем на 3 %. Понижение температуры сетевой воды в обратных трубопроводах по сравнению с графиком не лимитируется.

Максимальные среднечасовые расходы сетевой воды в подающих трубопроводах и разность расходов сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах не должны превышать установленных в договорах теплоснабжения значений. При превышении максимальных среднечасовых расходов сетевой воды в подающих трубопроводах, разности расходов в подающих и обратных трубопроводах, температуры сетевой воды в обратных трубопроводах диспетчер тепловой сети должен принять меры к восстановлению установленных значений.

Отклонения давления и температуры пара на коллекторах электростанции (котельной) должны быть не более ±5 % заданных параметров.

Режим работы станционной теплофикационной установки должен обеспечивать выполнение заданных графиков тепловой и электрической нагрузок электростанции при минимальных затратах топлива и электрической энергии на собственные нужды.

Тепловая нагрузка электростанции является переменной как в течение суток, так и на протяжении отопительного сезона и определяется расходом тепловой энергии у потребителей. При этом отопительная и вентиляционная нагрузки изменяются в зависимости от температуры наружного воздуха; изменения в нагрузке горячего водоснабжения происходят в зависимости от времени суток и дней недели; технологическая нагрузка связана с производственным режимом работы предприятий.

В системах централизованного теплоснабжения применяется в основном качественный метод регулирования отпуска тепловой энергии, заключающийся в изменении на источнике теплоты температуры сетевой воды в зависимости от температуры наружного воздуха при относительно постоянном ее расходе. Регулирование ведется по преобладающему виду нагрузки – отопительно-вентиляционной. По этой нагрузке в зависимости от температуры наружного воздуха строится температурный график качественного регулирования. В теплый период отопительного сезона температура воды в подающей линии поддерживается постоянной для того, чтобы обеспечить требуемую санитарными нормами температуру горячей воды, поступающей в системы горячего водоснабжения.

На основании прогноза местной гидрометеорологической службы о характере изменения температуры наружного воздуха на ближайшие сутки диспетчер тепловой сети задает станции на ближайшие 12–24 ч температуру воды в подающей линии тепловой сети, определяемую по средней температуре наружного воздуха за этот период в соответствии с утвержденным температурным графиком.

Продолжительность промежутка времени, на который задается температура воды в подающей линии, определяется диспетчером тепловой сети с учетом скорости изменения температуры наружного воздуха и средней эксплуатационной скорости сетевой воды в трубопроводах тепловой сети исходя из того, сколько времени необходимо для достижения теплоносителем концевых потребителей теплоты.

Указанная в Правилах точность поддержания температуры воды в подающей линии ±3 % определяется, с одной стороны, допустимой величиной отклонения этой температуры у потребителей, а с другой, – необходимостью стабилизировать работу теплогенерирующего оборудования станции.

Одновременно с температурой воды в подающей линии диспетчер тепловой сети задает величину давления в подающих и обратных трубопроводах за головными задвижками станции, определяемую гидравлическим режимом тепловой сети. Возможные изменения фактического давления в этих трубопроводах связаны с внутрисуточными колебаниями нагрузки горячего водоснабжения.

Отклонение от заданного давления в подающих трубопроводах не должно превышать ±5 %. Давление контролируется с интервалом не более 1 ч. Его корректировка в подающих трубопроводах на станции может производиться количеством работающих насосов, числом их оборотов и пр.

Давление воды в обратном коллекторе на станции задается диспетчером тепловой сети исходя из ее пьезометрического графика. Это давление определяет безопасный режим работы систем теплопотребления потребителей. Давление в обратном коллекторе на станции задается таким, чтобы оно обеспечивало залив систем теплопотребления подавляющего большинства зданий и предотвращало подсос воздуха в них при его незначительном снижении. Обычно это давление выбирается таким, чтобы при работе сетевых насосов напор в обратных трубопроводах на тепловых пунктах местных систем превышал их геометрическую высоту на 5 м.

В то же время величина этого давления ограничивается допустимым пределом для нагревательных приборов систем отопления, так как превышение установленной величины может привести к разрыву отопительных приборов у низкорасположенных потребителей. По указанным соображениям Правилами установлена жесткая величина максимально допустимого отклонения давления в обратном коллекторе станции.

При задании режима работы станции в диспетчерском графике не следует одновременно указывать давление в подающем коллекторе и расход сетевой воды. Расход воды при заданном давлении в подающем коллекторе зависит только от сопротивления систем теплопотребления, на которое персонал станции не может воздействовать. Только персонал потребителя по указанию диспетчера может регулировать сопротивление систем теплопотребления и тем самым обеспечивать расчетный расход сетевой воды при заданной разности напоров в подающем и обратном коллекторах станции. От регулировки и состояния местных систем теплопотребления зависит также температура обратной воды.

Чем ниже температура обратной воды, тем больше выработка электроэнергии на тепловом потреблении, что дает дополнительную экономию топлива и возможность присоединения новых потребителей.

Неудовлетворительная регулировка систем теплопотребления, отсутствие или бездействие автоматики на калориферных установках и водоподогревателях отопления и горячего водоснабжения, их чрезмерная загрязненность приводят к завышению температуры обратной воды и тем самым – к снижению экономичности работы ТЭЦ. Увеличение разности температур сетевой воды (или снижение температуры обратной воды) при заданной температуре воды в подающем трубопроводе является одной из главных задач эксплуатационного персонала тепловой сети, который должен принимать все меры по регулировке систем теплопотребления, внедрению автоматики и поддержанию водоподогревателей у потребителей в нормальном состоянии.

Установленный Правилами предел повышения среднесуточной температуры обратной воды из тепловой сети на 3 % является жестким критерием качества работы персонала тепловой сети.

Пар, отпускаемый ТЭЦ, в настоящее время используется в основном в технологических процессах. Для того чтобы давление и температура пара потребителей оставались практически постоянными, на ТЭЦ необходимо их регулирование. Правилами установлены допустимые отклонения по давлению и температуре пара в коллекторах ТЭЦ размером ±5 %.

4.11.2. Для каждого сетевого подогревателя и группы подогревателей на основе проектных данных и результатов испытаний должны быть установлены:

расчетная тепловая производительность и соответствующие ей параметры греющего пара и сетевой воды;
температурный напор и максимальная температура подогрева сетевой воды;
предельно допустимое давление с водяной и паровой сторон;
расчетный расход сетевой воды и соответствующие ему потери напора.
Кроме того, на основе данных испытаний должны быть установлены потери напора в водогрейных котлах, трубопроводах и вспомогательном оборудовании теплофикационной установки при расчетном расходе сетевой воды.
Испытания должны проводиться на вновь смонтированных теплофикационных установках и периодически (1 раз в 3–4 года) в процессе эксплуатации.

Каждый подогреватель по своим конструктивным особенностям рассчитан на нагрев сетевой воды до определенной температуры, превышение которой может вызвать в нем недопустимые деформации. Превышение давления сверх установленного для данного подогревателя заводом-изготовителем или инспектором Госгортехнадзора России может привести к нарушению целостности корпуса или трубок поверхности нагрева. Наиболее чувствительны к повышенному давлению трубные доски, в которые завальцованы трубки поверхности нагрева подогревателя.

При определении располагаемого напора на выводных коллекторах источника тепла необходимо знать фактические потери напора в водоподогревательной установке (ВПУ) при различных расходах сетевой воды, для чего и проводятся испытания ВПУ. При этом должны быть установлены потери напора как в основных и пиковых подогревателях, водогрейных котлах, так и в трубопроводах, задвижках, клапанах, диафрагмах и т. п. Испытания должны проводиться на вновь смонтированных теплофикационных установках с периодичностью 1 раз в 3–4 года в процессе эксплуатации.

При выборе схемы работы станционной водоподогревательной установки для нагрева расчетного (ожидаемого) расхода сетевой воды необходимо обеспечить требуемый располагаемый напор на выводных коллекторах ТЭЦ, без чего системы теплопотребления не получат соответствующего количества сетевой воды и, следовательно, тепла.

4.11.3. Регулирование температуры воды на выходе из сетевых подогревателей, на выводах тепловой сети, а так же на станциях подмешивания, расположенных в тепловой сети, должно быть равномерным со скоростью, не превышающей 30 °С в час.

Повышение и понижение температуры сетевой воды вызывают в трубопроводах тепловой сети дополнительные температурные напряжения. Когда нагревают сетевую воду, то она, поступая в подающий трубопровод, особенно при больших диаметрах труб, вытесняет оттуда менее нагретую воду не одновременно по всему сечению трубы, а, из-за различной плотности слоев воды, преимущественно из верхней ее части. Это приводит к возникновению разницы температур между верхней и нижней образующими трубы. При этом в металле трубы возникают напря-

жения, которые могут превысить допустимый предел при больших скоростях нагрева. Особенно опасны такие напряжения для сварных швов.

В случаях, когда быстро прекращается нагрев воды, более холодная вода из обратного трубопровода, поступая под воздействием сетевого насоса в подающий трубопровод, заполняет в первую очередь нижнюю часть трубы, также вызывая температурные напряжения.

Другим важным определяющим фактором, регламентирующим скорость изменения температуры на выводах станции, является сопутствующее изменение объема воды в тепловой сети.

Рост температуры воды со скоростью выше 30 °С/ч приведет к резкому уменьшению подпитки сети вплоть до необходимости дренировать из нее сетевую воду. Снижение температуры воды с такой скоростью при ее охлаждении приведет к сокращению объема воды в системе теплоснабжения и резкому увеличению подпитки, которая может превысить мощность подпиточного устройства станции, что вынудит осуществлять подпитку сети сырой недеаэрированной водой.

4.11.4. При работе сетевых подогревателей должны быть обеспечены:
контроль за уровнем конденсата и работой устройств автоматического поддержания уровня;
отвод неконденсирующихся газов из парового пространства;
контроль за температурным напором;
контроль за нагревом сетевой воды;
контроль за гидравлической плотностью по качеству конденсата греющего пара.
Трубная система теплообменных аппаратов должна периодически очищаться по мере загрязнения, но не реже 1 раза в год (перед отопительным сезоном).

От уровня конденсата в подогревателях зависит площадь активной поверхности нагрева подогревателя и его производительность. Регулированием этого уровня можно увеличивать или уменьшать эту площадь и тем самым изменять в нужную сторону тепловую производительность подогревателя. Поддержание необходимого уровня конденсата в подогревателе осуществляется регулятором уровня. Неисправность регулятора уровня конденсата приводит к изменению уровня конденсата и производительности подогревателя, что вызывает необходимость при регулировании температуры сетевой воды пользоваться паровой задвижкой перед подогревателем, а это ведет к неравномерному износу уплотнительных колец задвижки и выходу ее из строя.

В паровом пространстве подогревателей при конденсации пара остаются неконденсированные газы (в основном – воздух), которые, если их не удалить, уменьшают паровое пространство подогревателей и снижают эффективность теплоотдачи от пара к стенкам трубок, что проводит к снижению их производительности. Кроме того, несконденсировавшиеся газы усиливают коррозию трубок подогревателей. Поэтому должен быть организован постоянный отвод несконденсировавшихся газов из парового пространства подогревателя.

Необходим постоянный контроль за исправностью линий отвода газов, обеспечение их плотности, так как даже незначительная неплотность этих линий нарушает нормальную работу подогревателей.

При повышении гидравлического сопротивления трубной системы теплообменных аппаратов должна производиться их очистка.

4.11.5. Устройства для автоматического включения резерва должны быть в постоянной готовности к действию и периодически проверяться по графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта.

Важнейшим условием надежности эксплуатации систем теплоснабжения является непрерывное поддержание заданного давления как в подающих, так и обратных трубопроводах тепловых сетей.

Заданное давление в сети определяется совместной работой сетевых и подпиточных насосов на источнике тепла, а также работой перекачивающих насосов на насосных станциях, если они имеются в сети. Останов работающих насосов вызывает нарушение заданного гидравлического режима работы сети. Так, останов части подпиточных насосов вызывает общее понижение давления в сети, что может привести к «оголению» верхних точек систем отопления.

При этом вследствие образующегося в этих точках вакуума туда засасывается атмосферный воздух, происходит разрыв гидравлической струи и нарушение режимов работы систем отопления, что может привести к замерзанию воды в трубах верхнего розлива и аварии в системе отопления. Останов части сетевых насосов ведет к снижению давления в подающем трубопроводе сети и, если оно будет ниже давления вскипания, может произойти вскипание воды в подающем трубопроводе. При последующей конденсации паровых пузырей в трубопроводах может возникнуть серия гидроударов, в результате которых трубопроводы и строительные конструкции сети и систем теплопотребления могут подвергнуться разрушению.

Уставки АВР и время выхода резервного насоса на требуемые параметры должны обосновываться с точки зрения обеспечения невскипания теплоносителя во всех элементах системы теплоснабжения, так как в случае отключения насоса и снижения давления ниже давления вскипания повторный пуск насоса вручную или под действием АВР может привести к нестационарной конденсации теплоносителя и, как следствие, – к гидравлическим ударам.

Поэтому придается большое значение надежности срабатывания устройств АВР, которые должны обеспечить немедленное включение резервного насоса при останове рабочего из-за какой-либо неисправности или снижения давления на напоре. В связи с вышеизложенным ясно, что необходимо путем периодических проверок обеспечивать постоянную работоспособность устройств АВР.

Проверке работоспособности устройств АВР должны предшествовать мероприятия, обеспечивающие безопасность проведения проверок, так как они связаны с внесением возмущений в нормальный рабочий гидродинамический режим теплосети. По этой причине проверки работы АВР должны проводиться в соответствии с графиком и по программе, утвержденными техническим руководством теплосети.

4.11.6. Установка для подпитки тепловых сетей должна обеспечивать их подпитку химически очищенной деаэрированной водой в рабочем режиме и аварийную подпитку водой из систем хозяйственно-питьевого или производственного водопроводов в размерах, установленных нормами технологического проектирования электрических станций.

Расчетный часовой расход воды для подпитки водяных тепловых сетей согласно НТП:

в закрытых системах теплоснабжения должен приниматься равным 0,75 % объема воды в трубопроводах тепловой сети и в присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий.

Кроме того, должна быть предусмотрена аварийная подпитка необработанной водой из систем хозяйственного или производственного водопроводов в размере 2 % объема воды в трубопроводах тепловой сети и системах отопления и вентиляции зданий;

в открытых системах теплоснабжения должен быть равным сумме расхода воды, указанного для закрытых систем, с учетом объема воды в системах горячего водоснабжения потребителей с коэффициентом 1,2 до баков-аккумуляторов источника тепла и среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение; при отсутствии баков-аккумуляторов – по максимальному часовому расходу воды на горячее водоснабжение.

Аварийная подпитка в открытых системах теплоснабжения предусматривается в объеме, равном объему аварийной подпитки в закрытых системах, с учетом объема воды в системах горячего водоснабжения. Вместе с тем вода, используемая для аварийной подпитки тепловых сетей с открытым водоразбором, должна соответствовать качеству питьевой воды.

4.11.7. Каждый случай подачи воды для подпитки тепловой сети, не отвечающей требованиям п. 4.8.39 настоящих Правил, осуществляется с разрешения технического руководства электростанции и должен быть отмечен в оперативном журнале с указанием количества поданной воды и источника водоснабжения. В соединениях трубопроводов подпитывающего устройства с трубопроводами технической, циркуляционной или водопроводной воды должен быть предусмотрен контрольный клапан между двумя закрытыми и пломбированными задвижками. При нормальной работе тепловых сетей контрольный клапан должен быть открыт.

Для подпитки тепловых сетей в целях обеспечения их долговечности и надежности эксплуатации должна использоваться вода, качество которой удовлетворяет установленным нормам п. 4.8.39.

Нарушение качества подпиточной воды приводит к нарушению водно-химического режима, что влечет за собой повышение внутренней коррозии и ухудшение гидравлической характеристики трубопроводов, а также их преждевременный выход из строя.

Однако при аварийных ситуациях, например, при повреждениях трубопроводов или оборудования в тепловой сети или в системах теплопотребления, утечка может значительно превысить производительность химводоочистки. В этих случаях для локализации аварии и во избежание опорожнения систем теплопотребления дежурный диспетчер тепловой сети должен с разрешения главного инженера дать указание о подпитке сети технической недеаэрированной водой, о чем после прекращения подпитки следует составить акт, в котором необходимо указать количество сырой воды в кубических метрах, использованной для подпитки, и причину, вызвавшую необходимость подпитки сырой водой.

Если в сеть было подано количество сырой воды, сравнимое с объемом сети и присоединенных к ней систем теплопотребления, необходимо полностью заменить эту воду на деаэрированную.

Для контроля за попаданием в сеть сырой воды в нормальных условиях эксплуатации (что может иметь место при неплотном отключении от сети питьевого и технического водопроводов) на линии присоединения этих водопроводов к тепловой сети устанавливаются последовательно две задвижки с контрольным краном между ними. Находясь в открытом положении, контрольный кран сигнализирует о малейшей неплотности запорных задвижек на линиях питьевого или технического водопровода.

4.11.8. Подпиточно-сбросные устройства должны поддерживать заданное давление на всасывающей стороне сетевых насосов при рабочем режиме тепловых сетей и останове сетевых насосов. Должна быть предусмотрена защита обратных трубопроводов от внезапного повышения давления.

При возможности аварийного снижения давления сетевой воды в теплофикационной установке, подающих трубопроводах тепловой сети и системах теплопотребления должна быть предусмотрена защита от вскипания сетевой воды во всех точках системы теплоснабжения. При невозможности обеспечения условий невскипания сетевой воды самозапуск и аварийное включение резервных сетевых или подпиточных насосов не допускается.

Подпиточные и сбросные устройства, которыми должны быть оснащены системы теплоснабжения, предназначены для поддержания параметров нормального гидравлического режима тепловой сети и выполнения стабилизирующей функции.

Например, подпиточные устройства на источнике тепла поддерживают требуемое давление на всасывающей стороне сетевых насосов, чем обеспечивается требуемое давление в обратном трубопроводе.

Эти же подпиточные устройства при останове сетевых насосов поддерживают статическое давление в сети для заполнения водой трубопроводов тепловой сети и систем теплопотребления и предотвращения завоздушивания и вскипания. Работа подпиточных устройств особенно важна для открытых систем теплоснабжения, имеющих большие потери воды в сети.

Сбросные устройства предотвращают повышение давления в трубопроводах, при аварийных отключениях сетевых насосов и других случаях.

Сбросные устройства выбираются на основании специальных гидродинамических расчетов и (или) испытаний.

4.11.9. Баки-аккумуляторы и емкости запаса должны заполняться только химически очищенной деаэрированной водой температурой не выше 95 °С. Пропускная способность вестовой трубы должна соответствовать максимальной скорости заполнения и опорожнения бака.

Предельный уровень заполнения баков-аккумуляторов и емкостей запаса, запроектированных без тепловой изоляции, при

выполнении изоляции должен быть снижен на высоту, эквивалентную по массе тепловой изоляции.
Если в качестве бака-аккумулятора и емкости запаса применен бак для нефтепродуктов, рассчитаный на плотность продукта 0,9 т/м³, уровень заполнения бака должен быть уменьшен на 10 %.

В открытых системах теплоснабжения применяются центральные баки-аккумуляторы подпиточной или сетевой воды, устанавливаемые у источников теплоты, и районные баки-аккумуляторы сетевой воды, устанавливаемые в тепловой сети. Все виды аккумуляторов заполняются в период минимального водопотребления и опорожняются при максимальных водоразборах, стабилизируя тем самым часовую производительность водоподготовительной установки. Районные аккумуляторы дополнительно смягчают гидравлический режим тепловой сети при суточных колебаниях водоразбора.

В закрытой системе теплоснабжения применяются баки запаса подпиточной или сетевой воды, устанавливаемые у источников теплоты и служащие для создания запаса подпиточной воды при аварийных ситуациях в системе теплоснабжения.

При эксплуатации аккумуляторные баки подпиточной и сетевой воды заполняются химически очищенной деаэрированной водой с целью предотвращения коррозии стальной оболочки баков и присоединенных к нему трубопроводов. Температура подпиточной или сетевой воды, поступающей в баки, не должна превышать 95 °С, чтобы избежать вскипания воды в них и связанного с этим повышения давления.

Все вновь смонтированные баки, а также эксплуатируемые баки после их вывода из эксплуатации со сливом воды и после ремонта перед очередным вводом в эксплуатацию заполняются химически очищенной деаэрированной водой с температурой не выше 45 °С. Это ограничение предотвращает резкое повышение температуры днища и стенок баков.

Пропускная способность вестовой трубы, соединяющей воздушный объем бака с атмосферой, должна обеспечивать незначительное повышение давления воздуха в баке при максимальном расходе воды, заполняющей бак, и незначительное снижение давления воздуха при максимальном расходе воды, откачиваемой из бака. Необходимая связь между пропускными способностями вестовой трубы и трубопроводов, подводящих и отводящих воду из бака, обеспечивается в типовых проектах баков-аккумуляторов горячей воды для систем теплоснабжения.

Если баки запроектированы без тепловой изоляции, а эксплуатируются с изоляцией, то для того чтобы не перегружать конструкции, предельный уровень заполнения таких баков должен быть снижен на высоту, эквивалентную по массе тепловой изоляции.

С той же целью уровень заполнения баков, используемых в тепловых сетях, но предназначенных для нефтепродуктов с плотностью 0,9 т/м³, должен быть уменьшен на 10 %.

4.11.10. Антикоррозионная защита баков должна быть выполнена в соответствии с положениями нормативных документов по защите баков-аккумуляторов от коррозии и воды в них от аэрации.

Эксплуатация баков-аккумуляторов без усиливающих наружных конструкций, предотвращающих лавинообразное разрушение бака, и без антикоррозионной защиты внутренней поверхности не допускается.

Оценка состояния баков-аккумуляторов и емкостей запаса, определение их пригодности к дальнейшей эксплуатации должны производиться ежегодно в период отключения установок горячего водоснабжения путем визуального осмотра конструкции и основания баков, компенсирующих устройств трубопроводов, а также вестовых труб с составлением акта, утверждаемого техническим руководителем энергообъекта.

Инструментальное обследование бака-аккумулятора с определением толщины стенок и днища должно выполняться не реже 1 раза в 5 лет.

При защите металла бака-аккумулятора от коррозии и воды в них от аэрации герметизирующей жидкостью внутреннее обследование проводится при замене герметика.

Для баков-аккумуляторов, предназначенных по проекту для хранения жидкого топлива, допустимый коррозионный износ поясов стенки при наличии усиливающих конструкций не должен превышать 20 % проектной толщины. Опорожнение этих баков в зимний период не разрешается.

При коррозионном износе стен и днища бака на 20 % их проектной толщины и более дальнейшая эксплуатация бака независимо от характера износа и размера площади, подверженной коррозии, запрещается.

Эксплуатация баков-аккумуляторов горячей воды (БАГВ) без антикоррозионной защиты внутренней поверхности не допускается. Антикоррозионную защиту внутренней поверхности БАГВ следует выполнять в соответствии с требованиями «Методических указаний по защите баков-аккумуляторов от коррозии и воды в них от аэрации»: РД 34.40.504 с учетом Изменения № 1 к ним, введенного в действие с 01.06.91.

Совместная защита БАГВ от коррозии и воды от аэрации должна осуществляться герметизирующими жидкостями АГ-4И и АГ-4И-2М.

Эксплуатация БАГВ должна производиться в соответствии с «Типовой инструкцией по эксплуатации металлических резервуаров для хранения жидкого топлива и горячей воды. Строительные конструкции»: РД 34.21.526–95 и Циркуляром Ц-02–95 (Т) «О предотвращении разрушений баков-аккумуляторов горячей воды».

Ежегодно в период отключения установок горячего водоснабжения следует оценивать состояние БАГВ и их пригодность к дальнейшей эксплуатации путем визуального осмотра конструкции и основания баков, компенсирующих устройств трубопроводов, а также вестовых труб с составлением акта по результатам осмотра. Кроме того, осмотр баков, защищенных герметиком, должен производиться при замене последнего.

Периодическая техническая диагностика конструкций БАГВ должна выполняться 1 раз в 5 лет. При технической диагностике должны выполняться следующие работы:

измерения фактических толщин листов поясов стенки с использованием соответствующих средств измерения;

дефектоскопия основного металла и сварных соединений;

проверка качества основного металла и сварных соединений, механические свойства и химический состав которых должны соответствовать указаниям проекта и требованиям технических условий завода-изготовителя на поставку.

Пригодность БАГВ к дальнейшей эксплуатации должна оцениваться следующим образом:

а) предельно допустимый коррозионный износ кровли и днища БАГВ для наиболее изношенных частей не должен превышать 50 % проектной толщины; для несущих конструкций покрытия (прогонов, балок, связей) и окраек днища – 30 %; для БАГВ, сооруженных по типовым проектам, минимальная толщина поясов стенки должна приниматься по табл. П 1.1 и П 1.2 Циркуляра Ц-02–98(Т). Для БАГВ, предназначенных для хранения жидкого топлива, допустимый коррозионный износ поясов стенки при наличии наружных усиливающих конструкций не должен превышать 20 % проектной толщины. Опорожнение этих баков в зимний период недопустимо;

б) при коррозионном износе стенок от 15 до 20 % дальнейшая эксплуатация БАГВ допускается только по письменному распоряжению главного инженера энергопредприятия, эксплуатирующего баки; при этом прочность бака должна быть подтверждена расчетом, а контроль стенок необходимо проводить ежегодно с использованием технических средств;

в) при уменьшении из-за коррозии фактической толщины стенок верхней половины БАГВ до 10 % по сравнению с допустимой, их дальнейшая эксплуатация разрешается на срок до 1 года при условии снижения уровня заполнения на 1 м ниже коррозионно изношенного участка с соответствующим переносом переливной трубы и перестройкой автоматики на новый уровень заполнения БАГВ;

г) высота хлопунов днища нового БАГВ не должна превышать 150 мм при площади их не более 2 м^2. Для баков, находящихся в эксплуатации более 15 лет, допустимая высота хлопунов может составлять 200 мм при площади 3 м^2, а при большей высоте хлопунов дефектное место подлежит исправлению.

Результаты ежегодного осмотра и периодической диагностики баков должны оформляться актами, в которые записываются выявленные дефекты и назначаются методы и сроки их ликвидации. Акты подписываются лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию БАГВ, и утверждаются главным инженером предприятия.

4.11.11. После окончания монтажа или ремонта должны быть проведены испытания баков-аккумуляторов и емкостей запаса в соответствии с положениями строительных норм и правил, определяющих правила производства и приемки работ на металлических конструкциях.
На каждый принятый в эксплуатацию бак-аккумулятор и емкость запаса должен быть составлен паспорт.

Все вновь смонтированные или прошедшие ремонт БАГВ и емкости запаса при их приемке в эксплуатацию подлежат гидравлическим испытаниям. Испытания должны проводиться в соответствии с указаниями СНиП 3.03.01–87 «Несущие и ограждающие конструкции. Правила производства и приемки работ».

Гидравлические испытания производятся заполнением баков-аккумуляторов и емкостей запаса водой до максимально допустимого (по проекту) уровня – отметки переливной трубы. Температура воды, которой заполняются БАГВ и емкости запаса, должна быть не выше 45 °С.

Скорость заполнения БАГВ должна соответствовать пропускной способности вестовой трубы. На все время испытаний устанавливается граница опасной зоны радиусом не менее двух диаметров резервуара, внутри которой не допускается нахождение людей, не связанных с испытанием.

Лица, проводящие гидравлические испытания, в период заполнения водой должны находиться вне опасной зоны.

В процессе испытаний необходимо обеспечить наблюдение за состоянием конструкций и сварных стыков. При обнаружении течи, мокрых пятен или других дефектов необходимо прекратить испытание, слить воду, установить причину и устранить выявленные дефекты.

Баки-аккумуляторы горячей воды и емкости запаса считаются выдержавшими гидравлическое испытание и допускаются в эксплуатацию, если по истечении 24 ч на поверхности или по краям днища не появится течи и уровень воды в баке не будет снижаться.

После окончания гидравлического испытания БАГВ и спуска воды из него для проверки качества основания и равномерности осадки БАГВ должно быть проведено повторное нивелирование по периметру бака не менее чем в 8 точках и не реже чем через 6 м.

На каждый находящийся в эксплуатации БАГВ и каждую емкость запаса должен быть составлен паспорт и заведен отдельный журнал осмотров и ремонтов. В паспорт вносятся результаты проводимых ежегодных обследований, периодических испытаний и освидетельствований с использованием технической диагностики, сведения о проведенных ремонтах с указанием произведенных работ, а также о нивелировке конструкций БАГВ.

4.11.12. Эксплуатация баков-аккумуляторов и емкостей запаса не допускается:
при отсутствии блокировок, обеспечивающих полное прекращение подачи воды в бак при достижении ее верхнего предельного уровня, а также отключение насосов разрядки при достижении ее нижнего предельного уровня;
если баки не оборудованы аппаратурой для контроля уровня воды и сигнализации предельного уровня, переливной трубой, установленной на отметке предельно допустимого уровня заполнения, и вестовой трубой.
Электрическая схема сигнализации должна опробоваться 1 раз в смену с записью в оперативном журнале.

При достижении максимального технически возможного уровня воды в баке, расположенного на высоте нижней образующей переливной трубы, начинается слив воды из бака, что ведет к неоправданным потерям сетевой или подпиточной воды. Чтобы их избежать, необходимо использовать блокировочное устройство, которое при достижении максимального допустимого уровня воды в баке, расположенного на 350–400 мм ниже максимального технически возможного, дает команду на зак-

рытие клапана, управляющего подачей воды в бак, и при достижении максимального технически возможного уровня клапан полностью закрывается, прекращая подачу воды в бак.

При достижении минимального технически возможного уровня воды в баке, расположенного на высоте оси разрядочного коллектора, происходит срабатывание сифона устройства, предохраняющего от упуска в тепловую сеть герметика, защищающего воду в баке от аэрации и его стенки от коррозии. При этом в разрядочный трубопровод попадает воздух и срывается работа разрядочных насосов. Во избежание этого используется блокировочное устройство, которое при достижении минимального допустимого уровня, расположенного на 100 мм выше минимального технически возможного, отключает разрядочные насосы.

Для того чтобы обслуживающий персонал мог контролировать степень заполнения и разрядки бака и принимать своевременные меры по регулированию подачи или отбора воды из бака, последний должен быть оборудован устройствами для контроля за уровнем воды и сигнализации о ее предельных уровнях в баке. При отсутствии переливной трубы в случае несрабатывания блокировочного устройства, перекрывающего подачу воды в бак, возможно переполнение бака и срыв его крыши. При отсутствии или недостаточном диаметре вестовой трубы заполнение бака будет сопровождаться повышением давления воздуха в баке с возможным разрушением его верхней части, а при опорожнении бака в нем будет образовываться вакуум с возможным сминанием его верхней части.

Ввиду важности системы сигнализации для обеспечения безопасной эксплуатации баков электрическая схема сигнализации должна опробоваться 1 раз в смену с записью в оперативном журнале.

4.11.13. Эксплуатация станционных теплофикационных трубопроводов должна быть организована в соответствии с требованиями гл. 4.12 настоящих Правил.
Антикоррозионное покрытие и тепловая изоляция станционных теплофикационных трубопроводов должны быть в удовлетворительном состоянии.
Теплофикационные трубопроводы не реже 1 раза в месяц должны осматриваться работниками электростанции (котельной), отвечающими за безопасную эксплуатацию трубопроводов, и ежегодно проверяться на гидравлическую плотность.

Эксплуатация станционных теплофикационных трубопроводов должна быть организована в соответствии с требованиями «Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды»: РД-03-94 Госгортехнадзора России и требованиями гл. 4.12 ПТЭ.

Руководство электростанции – владельца трубопровода должно обеспечить содержание трубопроводов в исправном состоянии и безопасные условия их эксплуатации путем организации надлежащего обслуживания.

В этих целях администрация станции обязана:

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

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

разработать и утвердить производственные инструкции для персонала, обслуживающего трубопроводы;

организовать постоянное наблюдение за исправностью паропроводов, арматуры, контрольно-измерительных приборов и предохранительных устройств; для записи результатов осмотра и проверки необходимо вести сменный журнал;

организовывать периодическую проверку знаний персоналом ПТЭ и производственных инструкций;

проводить периодически, не реже 1 раза в год, обследование трубопроводов с последующим уведомлением инспектора Госгортехнадзора о результатах этого обследования.

Ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию станционных теплофикационных трубопроводов должен обеспечивать:

содержание трубопроводов в исправном состоянии;

контроль за состоянием металла и сварных соединений элементов трубопроводов в соответствии с инструкцией по эксплуатации;

своевременную подготовку трубопроводов к техническому освидетельствованию;

своевременное устранение выявленных неисправностей;

своевременный замер температурных перемещений трубопроводов и остаточных деформаций в соответствии с требованиями инструкций и правил Госгортехнадзора.

Ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию станционных теплофикационных трубопроводов обязан:

осматривать трубопроводы, находящиеся в рабочем состоянии, с периодичностью, установленной техническим руководителем электростанции, но не реже 1 раза в месяц;

ежедневно в рабочие дни проверять записи в сменном журнале и расписываться в нем;

проводить техническое освидетельствование трубопроводов;

хранить паспорта трубопроводов и инструкции;

участвовать в обследованиях, проводимых инспектором Госгортехнадзора, и технических освидетельствованиях, проводимых специализированной организацией;

проводить противоаварийные тренировки с персоналом;

участвовать в комиссии по аттестации и периодической проверке знаний ИТР и обслуживающего персонала;

своевременно выполнять предписания, выданные органами Госгортехнадзора;

запретить эксплуатацию трубопровода при выявлении неисправностей, которые могут привести к авариям или травмированию людей.

Антикоррозионные защитные покрытия и тепловая изоляция станционных теплофикационных трубопроводов должны поддерживаться в удовлетворительном состоянии (см. пояснения к пп. 4.12.18 и 4.12.19).

Станционные теплофикационные трубопроводы после капитального ремонта до начала отопительного сезона должны подвергаться гидравлическому испытанию на прочность и гидравлическую плотность. Испытание проводится по программе, утвержденной техническим руководителем электростанции.

Станционные теплофикационные трубопроводы должны быть испытаны в соответствии с требованиями пп. 1.1.4 и 4.12.3 «Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды»: РД-03-94.

4.11.14. Границей теплофикационного оборудования электростанции (котельной) должно быть ограждение ее территории, если нет иной документально оформленной договоренности с организациями, эксплуатирующими тепловые сети.
Станционные КИП – измерительные устройства расходомеров (измерительные диафрагмы), датчики этих приборов, первые запорные клапаны, импульсные линии и сами приборы – независимо от места их установки относятся к ведению энергообъекта и обслуживаются его персоналом.

Четко оговоренная граница теплофикационного оборудования электростанции необходима для установления границ зон балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности между электростанцией и организацией, эксплуатирующей тепловые сети.

Принятое в качестве границы ограждение территории электростанции предопределяет отнесение к зоне обслуживания электростанцией головных участков тепловой сети, расположенных между выводными разделительными задвижками магистралей, отходящих от выводных коллекторов станции, и ограждением ее территории.

Если бы границей теплофикационного оборудования были выводные разделительные задвижки, то головные участки тепловой сети, расположенные на территории станции, оказались бы в зоне обслуживания ОЭТС, которая столкнулась бы при этом с рядом трудностей, связанных с эксплуатацией и ремонтом трубопроводов, расположенных на чужой территории.

Между тем если используемая граница ограждения территории станции не устраивает станцию и ОЭТС, то по договоренности между ними она может быть установлена в другом месте, при этом договоренность должна быть документально оформлена.

Станционные контрольно-измерительные приборы, установленные на отходящих от станции магистралях тепловых сетей, обеспечивают измерение и контроль выводных параметров, которые являются необходимым элементом системы коммерческого учета отпуска тепла станцией и технологического контроля режимов работы ее водоподогревательной установки и чрезвычайно важны для станции.

Поэтому независимо от места их установки, даже на трубопроводах, расположенных за границей территории станции, они должны быть в ведении станции и обслуживаться ее персоналом.

4.11.15. Теплофикационное оборудование должно ремонтироваться в соответствии с графиком, согласованным с организациями, эксплуатирующими тепловые сети.

В системах централизованного теплоснабжения ремонт теплофикационного оборудования источника тепла и тепловых сетей должен быть заранее запланирован с учетом минимального времени отключения потребителей тепла.

Летний период, когда отсутствует нагрузка отопления и вентиляции и обеспечиваются только нужды горячего водоснабжения (в некоторых системах и технологические нужды), является наиболее подходящим временем для производства ремонта теплофикационного оборудования.

Для максимального сокращения периода отключения горячего водоснабжения ремонт теплофикационного оборудования источника тепла должен быть совмещен по времени с ремонтом тепловых сетей.

Поэтому график ремонта теплофикационного оборудования источника тепла должен быть согласован с ОЭТС.

4.12. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

4.12.1. При эксплуатации тепловых сетей должна быть обеспечена подача потребителям теплоносителя (воды и пара) установленных договорами теплоснабжения параметров:
температура сетевой воды в подающих трубопроводах в соответствии с заданным графиком;
давление сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах;
температура и давление пара.
Потери тепловой энергии, теплоносителей, затраты электрической энергии при транспорте и распределении тепловой энергии не должны превышать значений по нормативным энергетическим характеристикам тепловых сетей.

При исчерпании фактической мощности источников тепла и пропускной способности магистралей тепловой сети присоединение новых потребителей не допускается.

В договорах на теплоснабжение (пользование тепловой энергией) устанавливаются значения показателей качества тепловой энергии и теплоносителей на границе эксплуатационной ответственности теплоснабжающей организации и потребителя (абонента), а также продолжительность и условия перерывов в подаче тепловой энергии и теплоносителей, условия введения графиков ограничения и отключения потребителей в аварийных и других ситуациях.

Качество тепловой энергии – термодинамические показатели теплоносителя (температура и давление) с установленными отклонениями от договорных величин, обусловливающие степень их пригодности для нормальной работы систем теплопотребления в соответствии с их назначением.

Качество теплоносителя – физико-химические показатели теплоносителя (прозрачность, жесткость и т. п.), обусловливающие степень его пригодности к длительной нормальной работе систем теплопотребления в соответствии с их назначением.

Необоснованная (неоговоренная условиями договора, а при отсутствии в договоре – Правилами энергоснабжения в Российской Федерации) подача теплоносителя (воды, пара) с отклонениями параметров от договорных значений является нарушением качества тепловой энергии и теплоносителя в соответствии с Гражданским Кодексом Российской Федерации (ГК РФ). При этом потребитель (абонент) вправе отказаться от оплаты такой энергии и потребовать от энергоснабжающей организации возмещения причиненного ущерба, равно как и в случае необоснованного перерыва в подаче тепла и теплоносителей потребителю (абоненту).

Важным условием надежной и эффективной работы системы централизованного теплоснабжения является соблюдение нормативных величин потерь тепла и теплоносителей из сети. Сверхнормативные потери теплоносителя (в том числе с утечкой) могут привести к снижению давления в отдельных точках тепловых сетей, недостаточному напору в подающем и обратном трубопроводах на тепловых пунктах потребителей (абонентов). Это, в свою очередь, может привести, например, к попаданию воздуха в системы теплопотребления и нарушению циркуляции сетевой воды в них, а сверхнормативные тепловые потери – к значительному охлаждению теплоносителя при его транспорте от источника до потребителя и вследствие этого невозможности отбора потребителем необходимого ему количества тепловой энергии.

Кроме того, потери теплоносителей и тепловой энергии ухудшают технико-экономические показатели работы системы теплоснабжения, могут привести к потере части прибыли энергоснабжающей организации, в значительной мере являются причиной перерасхода топлива, дальнейшего ухудшения состояния тепловых сетей. Например, при отсутствии резерва мощности водоподготовки на источнике тепла и при значительных сверхнормативных потерях теплоносителей, превышающих расчетную производительность химводоочистки, тепловые сети могут вынужденно подпитываться необработанной сырой водой, что влечет за собой повышение коррозии и зашламление трубопроводов тепловых сетей и абонентских систем теплопотребления.

Исходя из вышеизложенного, организация, эксплуатирующая тепловые сети, должна принимать необходимые меры для устранения утечек теплоносителя и снижения потерь тепла при его транспорте: немедленно устранять неплотности в соединениях трубопроводов и арматуре, своевременно осушать каналы и камеры от воды, не допуская намокания тепловой изоляции трубопроводов, следить за ее состоянием и систематически восстанавливать в случае разрушения.

В соответствии с ГК РФ организация, эксплуатирующая тепловые сети, являясь, как правило, энергоснабжающей организацией, не вправе отказать в присоединении к тепловым сетям каждому, кто бы к ней ни обратился, при наличии у энергоснабжающей организации технической возможности. Последняя обусловливается достаточностью тепловой мощности источников тепла, производительности установок по подготовке подпиточной воды, сетевых насосов и другого оборудования, а также пропускной способности тепловых сетей. По мере присоединения потребителей (абонентов) к тепловым сетям мощность источников тепла и пропускная способность тепловых сетей исчерпываются. Дальнейшее присоединение потребителей к тепловым сетям системы централизованного теплоснабжения, имеющей дефицит тепловой мощности и пропускной способности тепловых сетей, недопустимо в связи с тем, что в этом случае энергоснабжающая организация не сможет выполнить договорные условия по поддержанию параметров теплоносителей на границах ответственности с другими потребителями. Например, в водяной системе теплоснабжения энергоснабжающая организация будет вынуждена вводить графики ограничений по температуре теплоносителя и не сможет обеспечить требуемые располагаемые напоры на тепловых пунктах потребителей тепла.

Поэтому при выдаче технических условий на присоединение новых потребителей энергоснабжающая организация указывает в этом документе также необходимые мероприятия для увеличения мощности оборудования источников тепла и пропускной способности тепловых сетей.

4.12.2. Границами обслуживания тепловых сетей, если нет иных документально оформленных договоренностей заинтересованных организаций, должны быть:
со стороны источника тепла – границы, устанавливаемые в соответствии с указаниями п. 4.11.14 настоящих Правил;
со стороны потребителя тепла – стена камеры, в которой установлены принадлежащие энергообъектам задвижки на ответвлении к потребителю тепла.
Границы обслуживания тепловых сетей оформляются двусторонним актом.

Граница обслуживания (эксплуатационной ответственности) – линия раздела элементов систем теплоснабжения (источника тепла, тепловых сетей и систем теплопотребления) по признаку обязанностей (ответственности) за эксплуатацию тех или иных элементов систем теплоснабжения, устанавливаемая соглашением сторон (двусторонним актом). Такое соглашение должно быть приложено к договору на пользование тепловой энергией. При отсутствии такого соглашения граница обслуживания (эксплуатационной ответственности) тепловых сетей совпадает с границей балансовой принадлежности.

Граница балансовой принадлежности – линия раздела элементов системы теплоснабжения (тепловых сетей, тепловых пунктов) между их владельцами по признаку собственности, аренды, оперативного управления или полного хозяйственного ведения.

4.12.3. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, должна осуществлять контроль за соблюдением потребителями установленных договорами теплоснабжения режимов теплопотребления и состоянием учета тепловой энергии и теплоносителей.

Основной задачей ОЭТС по контролю за эксплуатацией оборудования тепловых сетей и тепловых пунктов, находящихся на балансе потребителя (абонента), является надзор за техническим состоянием оборудования и теплопроводов систем теплопотребления и за режимами потребления тепловой энергии и теплоносителей.

Контроль осуществляется персоналом ОЭТС, как правило, путем обхода тепловых пунктов по утвержденному графику.

Техническое состояние теплопотребляющего оборудования и тепловых сетей потребителей может в значительной степени повлиять на режимы работы системы теплопотребления, а также всей системы централизованного теплоснабжения. Показателями работы системы теплопотребления являются: качество возвращаемых потребителями теплоносителей (сетевой воды или конденсата) (см. пояснения к п. 4.12.1), соблюдение потребителем (абонентом) режимов теплопотребления в соответствии с условиями договора на теплоснабжение (пользование тепловой энергией).

Режим теплопотребления – регламентирование потребления тепловой энергии (мощности), расходов и количества теплоносителей в течение заданного периода времени (час, сутки), влияющее на способность оборудования системы теплоснабжения удовлетворять требуемым условиям поставки тепловой энер-

гии и теплоносителей, установленное договором либо задаваемое энергоснабжающей организацией.

К показателям режимов теплопотребления относятся расходы теплоносителей, прошедших через системы теплопотребления потребителей (абонентов), безвозвратно израсходованные количества теплоносителей, температура возвращаемой (обратной) сетевой воды (или перепад температур получаемой и возвращаемой сетевой воды), количество и температура возвращаемого конденсата, количество потребленной тепловой энергии за определенный промежуток времени.

Соблюдением абонентами установленных в договоре показателей реализуется принцип его работы в присоединенной сети.

Контроль за режимами теплопотребления и качеством возвращаемых абонентом теплоносителей должен осуществляться в соответствии с требованиями «Правил энергоснабжения в РФ», если в договоре теплоснабжения не оговорены такие условия.

Контроль может осуществляться с помощью контрольно-измерительных приборов (приборами учета тепловой энергии и теплоносителя), которые устанавливаются, как правило, в точках, максимально приближенных к границе эксплуатационной ответственности теплоснабжающей организации и потребителя (абонента).

Представитель ОЭТС при каждом посещении теплового пункта должен фиксировать (проверять) показания контрольно-измерительных приборов независимо от записей показаний этих приборов, производимых персоналом потребителя (абонента).

При выявлении неисправного прибора представитель ОЭТС должен выдать предписание о его ремонте или замене.

Проверку установленных договором значений максимального часового расхода теплоносителя, а также тепловой нагрузки (мощности) должен производить персонал ОЭТС совместно с персоналом абонента и по результатам проверки составлять совместный акт.

4.12.4. Организацией, эксплуатирующей тепловые сети, должны быть организованы контроль за поддержанием в надлежащем состоянии путей подхода к объектам сети, а также дорожных покрытий и планировка поверхностей над подземными сооружениями.

Планировка поверхности земли на трассе тепловой сети должна исключать попадание поверхностных вод на теплопроводы.

Ввод трубопроводов тепловых сетей в эксплуатацию без устройств для спуска и отвода воды из каждого секционируемого участка не допускается.

Важным условием для обеспечения нормальной эксплуатации тепловых сетей является постоянное обеспечение свободного подхода ко всем ее объектам: камерам, павильонам, насосным станциям и т. д. Часто в процессе эксплуатации тепловых сетей требуется проведение оперативных переключений, для чего необходимо, например, закрыть одни задвижки и открыть другие. В этих случаях свободный подход и подъезд к тепловым камерам или павильонам является необходимым условием быстрого оперативного проведения переключений в тепловой сети.

Важно обеспечивать хорошее состояние дорожных покрытий и планировки над подземными сооружениями.

Только сухое состояние трубопроводов тепловых сетей обеспечивает долговечность их эксплуатации и минимальные потери тепла через изоляционные конструкции. Систематическое же увлажнение среды, окружающей трубопроводы тепловой сети, ведет к резкому увеличению тепловых потерь, разрушению изоляционных конструкций и коррозионному разрушению самих трубопроводов. Поэтому задачей обслуживающего персонала является систематическое наблюдение за планировкой поверхности земли на трассе тепловой сети, выполнение мероприятий и применение конструкций теплопроводов, исключающих возможность попадания влаги на трубопроводы и увлажнение их тепловой изоляции.

Для традиционных типов прокладок трубопроводов это достигается асфальтированием поверхности земли над теплотрассой или устройством уклонов поверхности земли от оси трассы к ее обочинам, установкой верхних обрезов люков тепловых камер на 1–2 см выше окружающей планировочной отметки, созданием уклонов от обочины люка к периферии и т. д.

Для прокладок трубопроводов типа «труба в трубе», которые в последнее время находят в России достаточно широкое применение и конструкция которых исключает попадание влаги на трубопроводы и увлажнение тепловой изоляции, как правило, применяются автоматические системы определения места повреждения конструкции.

4.12.5. Организацией, эксплуатирующей тепловые сети, должна быть обеспечена исправность ограждающих конструкций, препятствующих доступу посторонних лиц к оборудованию и к запорно-регулирующей арматуре.

См. пояснения к п. 4.12.23.

4.12.6. Раскопка трассы трубопроводов тепловых сетей или производство работ вблизи них посторонними организациями допускается только с разрешения организации, эксплуатирующей тепловые сети, под наблюдением специально назначенного ею лица.

Данные требования направлены на предотвращение повреждений строительных конструкций и трубопроводов тепловых сетей, которые могут произойти во время производства работ.

Задачей специально назначенного ответственного лица является точное обозначение на местности трассы и глубины заложения подземных сооружений тепловой сети (трубопроводов, дренажей, каналов, камер, неподвижных опор и т. д.) и наблюдение за тем, чтобы при раскопках и выполнении других видов работ эти сооружения не были повреждены.

Необходимо следить также за тем, чтобы без согласования с ОЭТС на трассе тепловой сети или в недозволенной близости от нее не производилось складирование материалов, возведение временных и постоянных построек, которые могут помешать нормальной эксплуатации тепловой сети или ликвидации аварийной ситуации.

4.12.7. В организации, эксплуатирующей тепловые сети, должны быть составлены: план тепловой сети (масштабный); оперативная и эксплуатационная (расчетная) схемы; профили теплотрасс по каждой магистрали.
Ежегодно должны корректироваться план, схемы и профили в соответствии с фактическим состоянием тепловых сетей согласно положениям п. 1.7.5 настоящих Правил.

На масштабном плане теплосети и профиле теплотрассы должны быть указаны диаметры и длины трубопроводов, все повороты, переходы диаметров, компенсаторы, неподвижные опоры, арматура, типы прокладки трубопроводов, отметки земли и др. Эти сведения необходимы при проведении ремонтных, строительных или реконструктивных работ на тепловых сетях, а также для выдачи разрешений на проведение аналогичных работ на пересекающих тепловые сети или проложенных в непосредственной близости с ними подземных и надземных инженерных коммуникациях, принадлежащих другим организациям (см. п. 4.12.6).

На оперативной схеме должны быть нанесены все тепловые камеры, насосные станции, павильоны и другие сооружения тепловых сетей, в которых установлены запорная и регулирующая арматура или другое оборудование, предназначенное для оперативного управления режимами работы тепловой сети. Оперативная схема тепловой сети должна постоянно находиться на диспетчерском пункте и отражать на данное время точное фактическое состояние оборудования тепловых сетей.

Эксплуатационные (расчетные) схемы представляют собой безмасштабный скелет тепловых сетей с указанием диаметра, длины, местных гидравлических сопротивлений каждого участка тепловых сетей, включая тепловые сети потребителей с указанием тепловых нагрузок потребителей по видам теплопотребления (отопление, вентиляция, горячее водоснабжение, технологические нужды), потокораспределения теплоносителей.

На пьезометрических графиках изображаются распределение напоров теплоносителей в трубопроводах тепловых сетей, геодезические отметки земли (профиля местности), расходы теплоносителя, располагаемые напоры по длине трубопроводов в наиболее характерных точках тепловых сетей.

В случае изменения в процессе эксплуатации, после ремонта или реконструкции тепловой сети или смежных элементов системы централизованного теплоснабжения их технических характеристик (тепловых нагрузок систем теплопотребления, гидравлических характеристик трубопроводов, состава оборудования, конфигурации, материальной характеристики и т. п.) должны корректироваться план, схемы и пьезометрические графики в соответствии с фактическим состоянием тепловой сети согласно требованиям п. 1.7.5.

4.12.8. Оперативная схема тепловых сетей, а также настройка автоматики и устройств технологической защиты должны обеспечивать:
подачу потребителям теплоносителя заданных параметров в соответствии с договорами на пользование тепловой энергией;
оптимальное потокораспределение теплоносителя в тепловых сетях;

возможность осуществления совместной работы нескольких источников тепла на объединенные тепловые сети и перехода при необходимости к раздельной работе источников;
преимущественное использование наиболее экономичных источников.

По договорам на теплоснабжение организация, эксплуатирующая тепловые сети, должна обеспечить подачу потребителям (абонентам) заданные качество и количество тепловой энергии и теплоносителей (см. пояснения к п. 4.12.1). Это достигается в первую очередь созданием гидравлического режима с оптимальным потокораспределением теплоносителей в тепловых сетях.

Для оптимизации потокораспределения минимизируются потери напора в тепловых сетях, чтобы при минимальном расходе электроэнергии обеспечить давление теплоносителей в трубопроводах на границе эксплуатационной ответственности в соответствии с договором при условии непревышения потребителем (абонентом) установленного договором расхода теплоносителя в подающем трубопроводе.

Для снижения эксплуатационных затрат на выработку и транспорт тепловой энергии ОЭТС должна разрабатывать тепловые и гидравлические режимы систем централизованного теплоснабжения (СЦТ) исходя из условия предпочтительной загрузки наиболее экономичных источников тепла, соблюдая при этом условия оптимального распределения теплоносителя в тепловых сетях.

Оперативная схема сети является одним из основных документов, необходимых для оперативного управления тепловым и гидравлическим режимами системы централизованного теплоснабжения, и позволяет выполнить указанные условия работы системы централизованного теплоснабжения.

Устройства автоматики и защиты предназначены для поддержания заданных параметров теплоносителей, что необходимо в целях обеспечения подачи потребителям тепловой энергии и теплоносителей в соответствии с договорными обязательствами, безопасной эксплуатации тепловых сетей и систем теплопотребления, оптимальной загрузки источников тепла.

4.12.9. Всем тепломагистралям, камерам (узлам ответвления), подкачивающим, подпиточным и дренажным насосным, узлам автоматического регулирования, неподвижным опорам, компенсаторам и другим сооружениям тепловых сетей должны быть присвоены эксплуатационные номера, которыми они обозначаются на планах, схемах и пьезометрических графиках.
На эксплуатационных (расчетных) схемах подлежат нумерации все присоединенные к сети абонентские системы, а на оперативных схемах, кроме того, секционирующая и запорная арматура.
Арматура, установленная на подающем трубопроводе (паропроводе), должна быть обозначена нечетным номером, а соответствующая ей арматура на обратном трубопроводе (конденсатопроводе) – следующим за ним четным номером.

Нумерация камер (узлов ответвления) тепловой сети необходима для строгой координации действий всего персонала ОЭТС и потребителей тепла при эксплуатации и ремонте всего ее оборудования.

Система нумерации камер строится, как правило, таким образом, чтобы номер указывал местоположение камеры на схеме сети; начальные одна или две цифры номера обозначают эксплуатационный номер тепломагистрали, на которой расположена эта камера; две или три последующие цифры – порядковый номер камеры магистрали, как правило, по ходу теплоносителя от источника тепла; далее через дробь приводятся цифры, обозначающие номера камер, расположенных на ответвлениях, причем расположенные справа от магистрали по ходу теплоносителя – четные, а слева – нечетные. Камеры на последующих разветвлениях обозначаются через новую дробь или тире по этому же принципу, а иногда им присваивается буквенный индекс. Нумерация присоединенных к тепловым сетям абонентских систем теплопотребления служит для их сокращенного и шифрованного обозначения в технической и учетной документации на схемах, планах, в паспортах и учетных карточках.

Система нумерации абонентов должна строиться таким образом, чтобы номер указывал местоположение каждого абонента на расчетной схеме и его основную характеристику. Например, первая цифра определяет, к какой тепломагистрали присоединен абонент; вторая – к какой расчетной группе он принадлежит; третья – его принадлежность к жилищно-коммунальному, коммунально-бытовому, административному, торговому или промышленному сектору. Последующие цифры определяют порядковый номер абонента и другие его признаки.

Такая система нумерации позволяет экономить место на схемах и планах при обозначении абонентских систем, а также время на составление и обработку информации о качественных и количественных показателях работы.

С внедрением электронно-вычислительной техники для расчетов между энергоснабжающей организацией и потребителями тепла за использованную тепловую энергию номера абонентов служат для их шифрованного обозначения при вводе учетных данных в ЭВМ.

Нумерация запорной арматуры имеет чрезвычайно важное значение для четкой организации эксплуатации, особенно при сборке оперативной схемы сети и выполнения на ней необходимых переключений.

Распоряжения о закрытии или открытии любой задвижки или вентиля при выполнении каких-либо работ даются с указанием их эксплуатационных номеров. При этом во избежание ошибок при выполнении любых операций с задвижками (открытие или закрытие) на подающем и обратном трубопроводах, которые могут стать причиной серьезной аварии, принято, что арматура, установленная на подающем трубопроводе (паропроводе), обозначается нечетным номером, а соответствующая ей арматура на обратном трубопроводе (конденсатопроводе) – следующим за ним четным номером.

4.12.10. Каждый район тепловых сетей должен иметь перечень газоопасных камер и проходных каналов. Перед началом работ такие камеры должны быть проверены для обнаружения газа. Газоопасные камеры должны иметь специальные знаки, окраску люков и содержаться под надежным запором.

Все газоопасные камеры и участки трассы должны быть отмечены на оперативной схеме тепловой сети.
Надзор за газоопасными камерами должен осуществляться в соответствии с установленным порядком.

В практике эксплуатации тепловых сетей наблюдаются случаи проникновения газа в каналы и камеры тепловой сети в результате появления неплотности в трубах и арматуре газопроводов, проложенных параллельно с теплотрассой или пересекающих ее. При этом через пустоты в земле и каналы подземной прокладки эти газы распространяются на значительные расстояния от места утечки и могут проникать в каналы, камеры и колодцы тепловой сети.

Загазованность камер и каналов представляет большую опасность для жизни обслуживающего персонала тепловых сетей. В практике эксплуатации тепловых сетей имеются случаи отравления рабочих, спускающихся в камеры без предварительной проверки их на загазованность; некоторые из этих случаев оканчивались смертельным исходом.

Для предупреждения подобных случаев необходимо принимать все меры предосторожности и своевременно выявлять каналы и камеры, подверженные загазованности, занося их в особые списки. Обозначение таких камер как на оперативной схеме тепловой сети, так и на местности путем специальной окраски люков и нанесения особых предупредительных знаков должно обеспечить своевременное оповещение об опасности дежурного персонала, обходчиков и ремонтных рабочих. О возможной загазованности камер должно также объявляться при выдаче задания на производство работ в этих камерах. Производство работ в таких камерах должно выполняться по наряду с соблюдением особых мер защиты персонала от отравления, предусмотренных «Правилами техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей» и «Правилами безопасности в газовом хозяйстве».

4.12.11. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, должна осуществлять техническую приемку тепловых сетей, тепловых пунктов и систем теплопотребления, принадлежащих потребителю, после их монтажа или ремонта, при этом потребитель должен выполнять гидравлическое испытание на прочность и плотность собственного оборудования давлением, не превышающим максимально допустимое пробное давление для данных сетей, арматуры и нагревательных приборов в соответствии с положениями Правил эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей.

Потребитель тепловой энергии перед включением тепловых пунктов и систем теплопотребления должен выполнить их ремонт, промывку (а при открытой системе теплоснабжения дезинфекцию и повторную промывку), гидравлические испытания на прочность и плотность, составить акт на выполненные работы, подписанный руководителем предприятия-потребителя, после чего предъявить собственные тепловые сети, тепловые пункты и системы теплопотребления представителю ОЭТС (энергоснабжающей организации) для получения разрешения на включение.

Заполнение сетевой водой и включение тепловых сетей, тепловых пунктов и систем теплопотребления, не осмотренных или не допущенных представителем ОЭТС к эксплуатации, не разрешается.

При предпусковом осмотре тепловых пунктов и систем теплопотребления представитель ОЭТС должен проверить:

выполнение плана ремонтных работ и качество их выполнения. Для систем, принимаемых в эксплуатацию впервые после монтажа, должно быть проверено соответствие выполненных работ проекту, согласован ному с организацией, эксплуатирующей тепловые сети;

состояние камер и проходных каналов теплопроводов, находящихся в собственности потребителя;

состояние помещений тепловых пунктов, а также трубопроводов, арматуры и тепловой изоляции, расположенных в них;

наличие и состояние контрольно-измерительной аппаратуры, средств авторегулирования и защиты, приборов коммерческого контроля и учета тепловой энергии, расходомеров;

наличие дроссельных устройств и их соответствие расчетным данным, а также автоматических устройств, которые не должны допускать перерасхода сетевой воды;

наличие паспортов, местных инструкций и схем (для обслуживающего персонала) и соответствие их фактическому состоянию оборудования;

отсутствие в системах теплопотребления не предусмотренных схемами водоразборных кранов;

отсутствие прямых соединений оборудования тепловых пунктов потребителей с водопроводом и канализацией;

гидравлическую плотность оборудования тепловых пунктов и систем теплопотребления;

элеваторные узлы, калориферы и водоподогреватели горячего водоснабжения и отопления пробным давлением 1,25 рабочего, но не ниже 10 кгс/см^2 (1 МПа);

системы отопления с чугунными отопительными приборами давлением 1,25 рабочего, но не менее 6 кгс/см^2 (0,6 МПа);

системы панельного отопления давлением 10 кгс/см^2 (1 МПа).

Гидравлическое испытание на прочность и плотность теплового пункта и систем теплопотребления должно проводиться при положительных температурах наружного воздуха. При температурах наружного воздуха ниже О °С гидравлическое испытание проводится лишь в исключительных случаях.

Паровые системы отопления с рабочим давлением до 0,7 кгс/см^2 (0,07 МПа) должны испытываться давлением, равным 2,5 кгс/см^2 (0,25 МПа) в нижней точке системы; системы с рабочим давлением более 0,7 кгс/см^2 (0.07 МПа) – давлением, равным рабочему давлению плюс 1 кгс/см^2 (0,1 МПа), но не менее 3 кгс/см^2 (0,3 МПа) в верхней точке системы.

Гидравлическое испытание систем теплопотребления производится с помощью гидравлического пресса с ручным или механическим приводом.

Системы считаются выдержавшими испытание, если во время его проведения:

не обнаружено потения сварных швов или течей из-за неплотности нагревательных приборов, трубопроводов, арматуры и прочего оборудования;

при гидравлическом испытании водяных и паровых систем теплопотребления в течение 5 мин падение давления не превысило 0,2 кгс/см^2 (0,02 МПа);

при испытании систем панельного отопления падение давления в течение 15 мин не превысило 0,1 кгс/см^2 (0,01 МПа).

Результаты гидравлического испытания, а также дефекты, выявленные при осмотре систем, и замечания представителя ОЭТС должны быть занесены в оперативный журнал теплового пункта и акт готовности теплового пункта и систем теплопотребления к отопительному сезону, являющийся документом на включение системы. Акт подписывают представители потребителя тепловой энергии и ОЭТС.

Если результаты гидравлического испытания не отвечают указанным выше условиям, потребитель должен выявить места и устранить утечки теплоносителя, после чего системы должны быть подвергнуты повторной проверке на гидравлическую плотность.

До включения в эксплуатацию системы теплопотребления должны быть полностью опорожнены от водопроводной воды, которой проводилось гидравлическое испытание, и заполнены сетевой водой. Включение систем теплопотребления без замены находящейся в них водопроводной воды на сетевую воду не допускается.

4.12.12. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, должна организовать постоянный контроль за качеством сетевой воды в обратных трубопроводах в соответствии с положениями п. 4.8.40 настоящих Правил и выявлять абонентов, ухудшающих качество сетевой воды.

От качества сетевой воды во многом зависит состояние теплофикационного оборудования источника тепла и тепловых сетей. Оно должно удовлетворять требованиям п. 4.8.40. Нарушение этих требований влечет за собой повышенное зарастание поверхностей нагрева теплообменников (водогрейных котлов) на источнике тепла, увеличение внутренней коррозии и ухудшение гидравлических характеристик трубопроводов тепловой сети.

Ухудшение качества сетевой воды может происходить за счет присосов атмосферного воздуха, попадания в сеть водопроводной воды через неплотности водоводяных подогревателей и по другим причинам. Поэтому персонал ОЭТС должен своевременно удалять из трубопроводов воздух и не допускать его присоса в сеть, выявлять абонентов, ухудшающих качество сетевой воды.

Для предупреждения внутренней коррозии, трубопроводов в сетевой воде содержание растворенного кислорода согласно ПТЭ не должно превышать 20 мкг/дм^3, содержание свободной углекислоты – 0.

Содержание растворенного кислорода в сетевой воде должно проверяться ежесменно путем отбора проб воды из подающего и обратного трубопроводов каждой магистрали или при помощи регистрирующих автоматических кислородомеров.

Для систематического контроля интенсивности внутренней коррозии на трубопроводах водяных тепловых сетей в характерных точках должны устанавливаться «индикаторы коррозии».

4.12.13. Трубопроводы тепловых сетей до ввода их в эксплуатацию после монтажа или капитального ремонта должны быть подвергнуты очистке:
паропроводы – продувке со сбросом пара в атмосферу;
водяные сети в закрытых системах теплоснабжения и конденсатопроводы – гидропневматической промывке;

водяные сети в открытых системах теплоснабжения – гидропневматической промывке и дезинфекции с последующей повторной промывкой питьевой водой. Повторная после дезинфекции промывка должна производиться до достижения показателей сбрасываемой воды, соответствующих санитарным нормам на питьевую воду.

Дезинфекция трубопроводов тепловой сети должна производиться в соответствии с санитарными правилами устройства и эксплуатации систем централизованного горячего водоснабжения.

До сдачи в эксплуатацию после монтажа или капитального ремонта все трубопроводы тепловых сетей необходимо тщательно очистить от мусора и посторонних предметов, так как в противном случае эти предметы могут попасть в рабочее колесо насоса или, скопившись в одном месте у поворота трубопровода или у тройника, закрыть проход. Особо опасно попадание таких предметов в места установки дроссельных устройств и арматуры, а также в водогрейные котлы, так как они могут вызвать при этом полную закупорку проходного сечения труб, аварию в сети или на станционном оборудовании.

Правилами производства строительно-монтажных работ предусматривается закрытие временными заглушками торцов труб при транспортировке и перерывах в монтаже.

Очистка внутренней поверхности трубопроводов водяных тепловых сетей и конденсатопроводов производится путем промывки. Наиболее рациональным и эффективным способом промывки является гидропневматический, когда совместно с водой в трубопровод вводится сжатый воздух в соответствии с «Методическими указаниями по гидропневматической промывке водяных тепловых сетей».

Для промывки открытых и закрытых систем должна применяться вода из питьевого или технического водопровода. Промывка должна продолжаться до полного осветления сбрасываемой воды. В открытых системах теплоснабжения трубопроводы тепловой сети после промывки должны подвергаться дезинфекции в соответствии с СанПиН № 4723–88 Минздрава РФ «Санитарные правила устройства и эксплуатации систем централизованного горячего водоснабжения» и повторной промывке водой питьевого качества.

После промывки (для открытых систем централизованного теплоснабжения после дезинфекции и повторной промывки) трубопроводов тепловых сетей вся вода из них должна быть заменена сетевой химически очищенной, деаэрированной водой, по чистоте и качеству соответствующей требованиям п. 4.8.40.

4.12.14. Подключение тепловых сетей потребителей и систем теплопотребления, не прошедших гидропневматическую промывку, а в открытых системах теплоснабжения также дезинфекцию, не допускается.

Все вновь смонтированные трубопроводы тепловой сети и системы теплопотребления должны подвергаться промывке. В действующих сетях она выполняется:

после капитального ремонта;

после перекладки трубопроводов;

при увеличении гидравлического сопротивления;

при загрязненности и неприятном запахе сетевой воды, особенно в открытых системах теплоснабжения.

Промывка систем теплопотребления необходима в связи с тем, что на внутренней поверхности труб и теплообменников в процессе их эксплуатации образуются различного рода отложения, которые могут возникнуть в результате:

коррозии металла из-за проскоков кислорода и углекислоты;

скопления в трубах различного рода случайно попавших механических примесей;

наличия в воде жизнедеятельной бактериальной флоры, вызывающей зарастание внутренней поверхности труб и теплопотребляющего оборудования.

Техническая или питьевая вода, применяемая для промывки, насыщена воздухом и поэтому не может быть оставлена в трубопроводах, так как вызовет в них внутреннюю коррозию. Во избежание этого вода после промывки должна быть заменена сетевой деаэрированной водой.

В связи с тем, что из трубопроводов открытых систем сетевая вода непосредственно разбирается на бытовые нужды, тепловые сети и системы теплопотребления после промывки должны быть подвергнуты дезинфекции в соответствии с СанПиН № 4723-88 Минздрава РФ «Санитарные правила устройства и эксплуатации систем централизованного горячего водоснабжения».

4.12.15. Все вновь смонтированные трубопроводы тепловых сетей до ввода в эксплуатацию должны быть подвергнуты гидравлическому испытанию на плотность и прочность в соответствии с правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Гидравлические испытания трубопроводов тепловых сетей имеют большое значение для обеспечения надежной работы тепловых сетей.

После завершения строительно-монтажных работ все вновь смонтированные трубопроводы тепловых сетей подвергаются приемочным гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов и их элементов, а также всех сварных и других соединений.

Гидравлическому испытанию согласно правилам Госгортехнадзора [3] подлежат:

а) все элементы и детали трубопроводов; их гидравлическое испытание не является обязательным, если они подвергались 100%-ному контролю ультразвуком или иным равноценным методом неразрушающей дефектоскопии;

б) блоки трубопроводов; их гидравлическое испытание не является обязательным, если все составляющие их элементы были подвергнуты испытанию в соответствии с п. «а», а все выполненные при их изготовлении и монтаже сварные соединения проверены методами неразрушающей дефектоскопии (ультразвуком или радиографией по всей протяженности);

в) трубопроводы всех категорий со всеми элементами и их арматурой после окончания монтажа.

Допускается проведение гидравлического испытания отдельных сборных элементов совместно с трубопроводом, если при изготовлении или монтаже невозможно провести их испытания отдельно от трубопровода.

При подземной прокладке трубопроводов гидравлическое испытание производится в два этапа: предварительное и окончательное. Испытание трубопроводов, доступных осмотру в процессе эксплуатации (проложенных надземно и в проходных каналах), может производиться за один раз после окончания монтажа.

Предварительное гидравлическое испытание трубопроводов производится отдельными участками после их сварки и укладки на постоянные опоры до установки на них оборудования (сальниковых и сильфонных компенсаторов, секционирующих задвижек) и перекрытия каналов и засыпки трубопроводов бесканальной прокладки и каналов.

Перед испытаниями необходимо проконтролировать качество сварных стыков трубопроводов и устранить обнаруженные дефекты согласно требованиям соответствующих НТД, установить заглушки на концах испытываемых трубопроводов, а при предварительном испытании, кроме того, заглушки вместо сальниковых (сильфонных) компенсаторов и секционирующих задвижек, обеспечить доступ для внешнего осмотра испытываемых трубопроводов и осмотра сварных швов на время проведения испытания.

Использование запорной арматуры для отключения испытываемых трубопроводов, во избежание ее повреждения, не разрешается.

Минимальная величина пробного давления при гидравлическом испытании трубопроводов (их блоков и отдельных элементов) должна составлять 1,25 рабочего давления (пробное давление – это избыточное давление, при котором производится гидравлическое испытание трубопровода или его фасонной части на прочность и плотность; рабочее давление для подающих и обратных трубопроводов водяных тепловых сетей – это наибольшее возможное давление воды в подающем трубопроводе с учетом работы насосных подстанций на трассе и рельефа местности).

Максимальная величина пробного давления устанавливается расчетом на прочность по НТД, согласованной с Госгортехнадзором России. Величину пробного давления выбирает проектная организация (предприятие-изготовитель) в пределах между минимальным и максимальным значениями.

Гидравлическое испытание проводится в следующем порядке:

испытываемый участок трубопровода отключается от действующей сети;

в самой высокой точке участка испытываемого трубопровода (после наполнения его водой и спуска воздуха) устанавливается пробное давление;

трубопровод выдерживается под пробным давлением не менее 10 мин, после чего оно плавно снижается до рабочего и при этом давлении трубопровод тщательно осматривается по всей длине.

Гидравлическое испытание трубопроводов должно проводиться при положительной температуре наружного воздуха.

Трубопровод и его элементы считаются выдержавшими гидравлическое испытание, если не обнаружено: течи, потения в сварных соединениях и основном металле, видимых остаточных деформаций.

Подающий и обратный трубопроводы испытываются раздельно во избежание повреждения неподвижных опор.

Одновременные предварительные испытания нескольких трубопроводов на прочность и плотность допускается производить в случаях, обоснованных проектом производства работ.

Гидравлическое испытание арматуры должно производиться до установки ее на трубопроводе. Испытание подразделяется на два основных вида:

испытание на прочность и плотность металла;

испытание на герметичность подвижных и неподвижных соединений (сальниковых устройств, запорных органов).

Гидравлическая опрессовка арматуры производится пробным давлением в соответствии с ГОСТ 356–80 «Арматура и детали трубопроводов. Давления условные, пробные, рабочие. Ряды».

Окончательное гидравлическое испытание проводится после завершения строительно-монтажных работ и установки всего оборудования (задвижек, компенсаторов и др.).

Минимальная величина пробного давления должна составлять 1,25 рабочего давления (см. выше).

4.12.16. Заполнение сетевых трубопроводов, их промывка и повторная промывка, дезинфекция (для открытых систем теплоснабжения), включение системы циркуляции, продувка и прогрев паропроводов и операции по пуску водяных или паровых тепловых сетей, а также любые испытания сети или отдельных ее элементов и конструкций должны выполняться под руководством лица, отвечающего за выполенние этих работ по специально разработанной технической программе, утвержденной руководством организации, эксплуатирующей тепловые сети, и согласованной с руководством энергообъекта – источника тепла.

Выполнение каждой из перечисленных работ представляет собой сложный комплекс подготовительных и основных операций. Для их осуществления требуются строго согласованные действия работников ОЭТС, с одной стороны, и источника тепла – с другой. Слаженность выполнения этих операций требует четкого распределения обязанностей и функций между отдельными исполнителями и увязки их действий по месту и времени.

Для организации и осуществления всех этих действий необходимы единое руководство в лице ответственного руководителя и четкая техническая программа. Так как в осуществлении этих работ участвуют две организации – эксплуатирующая тепловую сеть и источник тепла, техническая программа работы должна быть согласована между ними, а при необходимости и с природоохранными органами.

4.12.17. Трубопроводы тепловых сетей должны заполняться водой температурой не выше 70 °С при отключенных системах теплопотребления.

При заполнении тепловых сетей трубопроводы находятся в холодном состоянии, т. е. имеют температуру окружающего грунта или воздуха.

Заполнение трубопроводов водой представляет собой относительно длительный процесс: трубопроводы заполняются водой не сразу по всему сечению, а сначала в нижней их части. Поэтому при подаче в трубопроводы воды с температурой выше 70 °С возникает значительная разность температур между верхней и нижней образующими трубы, приводящая к недопустимым напряжениям в металле.

При заполнении трубопроводов тепловой сети водой из них вытесняется воздух, который выводится через специальные воздушники. Если перед заполнением сети не отключать системы теплопотребления, воздух из сети во время заполнения будет вытесняться также в эти системы, откуда удаление его затруднено.

4.12.18. Наружная поверхность трубопроводов и металлических конструкций тепловых сетей (балки, опоры, мачты, эстакады и др.) должна быть защищена стойкими антикоррозионными покрытиями.

Ввод в эксплуатацию тепловых сетей после окончания строительства или капитального ремонта без наружного антикоррозионного покрытия труб и металлических конструкций не допускается.

Одной из важнейших задач эксплуатации тепловых сетей является защита трубопроводов от наружной коррозии.

Надежная и долговечная работа трубопроводов тепловых сетей в значительной степени определяется их коррозионной стойкостью. Тепловые сети эксплуатируются в условиях, благоприятствующих развитию наружной коррозии.

Коррозия металла трубопроводов тепловых сетей представляет собой их разрушение из-за электрохимического взаимодействия с окружающей средой. Коррозия наружной поверхности трубопроводов тепловых сетей всегда связана с процессами, протекающими на границе двух фаз – металла и водной среды, и имеет электрохимическую природу.

Расчетный срок службы стальных трубопроводов тепловых сетей составляет 25 лет. Однако во многих случаях из-за разрушающего действия наружной электрохимической коррозии фактический срок службы трубопроводов не превышает 10 лет, а в ряде случаев сквозные коррозионные повреждения на трубах появляются уже после 2–3 лет эксплуатации. Статистические данные показывают, что из-за коррозии (наружной и внутренней) происходит до 90 % всех повреждений трубопроводов тепловых сетей. Поэтому их защита от наружной коррозии является основным средством предупреждения аварийности и обеспечения надежной работы тепловых сетей.

Методы защиты трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии выбираются в зависимости от способа прокладки тепловых сетей (подземная канальная, подземная бесканальная, надземная), температуры теплоносителя и его вида (вода, пар), условий эксплуатации (для канальной прокладки – подверженность каналов затоплению, заносу грунтом, подверженность теплоизоляционной конструкции увлажнению капельной влагой; для бесканальной прокладки – коррозионная агрессивность грунтов, опасное влияние блуждающих токов).

Все стальные трубопроводы тепловых сетей должны быть защищены от наружной коррозии антикоррозионными покрытиями. Выбор антикоррозионных покрытий для трубопроводов, а также методов защиты производится в соответствии с рекомендациями «Типовой инструкции по защите тепловых сетей от наружной коррозии»: РД 34.20.518–95 [4].

При использовании для трубопроводов теплоизоляционных материалов или конструкций, исключающих возможность коррозии наружной поверхности труб (например, пенополиуретановой теплоизоляции с трубой-оболочкой из жесткого полиэтилена), защитные антикоррозионные покрытия не применяются.

Антикоррозионное покрытие в процессе эксплуатации испытывает воздействие ряда факторов, вызывающих его старение и разрушение, – тепло (при температурах до 150 °С), влага, агрессивные среды, блуждающие токи и пр. Антикоррозионное покрытие должно обладать высокими защитными свойствами, чтобы в условиях эксплуатации обеспечить надежную защиту труб от наружной коррозии в течение всего нормативного срока службы тепловой сети (25 лет).

В настоящее время для защиты трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии рекомендуются следующие высокоэффективные покрытия:

стеклоэмалевые для всех способов прокладки тепловых сетей, всех видов тепловой изоляции, при температуре теплоносителя (вода, пар) до 300 °С;

органосиликатные (горячего и холодного отверждения) для подземных прокладок в непроходных каналах, всех видов подвесной тепловой изоляции, при температуре теплоносителя (вода) до 180 °С;

кремнийорганические для подземных прокладок в непроходных каналах, всех видов подвесной тепловой изоляции, при температурах теплоносителя (вода) до 150 °С;

металлизационные алюминиевые (с пропиткой) для подземных прокладок в непроходных каналах и тоннелях, подземных бесканальных прокладок, всех видов подвесной тепловой изоляции и теплоизоляционных конструкций бесканальных прокладок, при температурах теплоносителя (вода) до 150 °С и некоторые другие.

Неблагоприятный термовлажностный режим подземных прокладок тепловых сетей вызывает наружную коррозию не только трубопроводов, но и всех металлических конструкций (балок, опор, кронштейнов и др.).

Поэтому все металлические конструкции тепловых сетей должны быть защищены стойкими антикоррозионными покрытиями.

Наиболее эффективным антикоррозионным покрытием для металлических конструкций тепловых сетей является металлизационное алюминиевое покрытие (с пропиткой), которое наносится на элементы мачт, эстакад в заводских условиях газотермическим способом, а в полевых условиях – ручными газопламенными или электродуговыми металлизаторами.

Для защиты металлических конструкций тепловых сетей применяются также покрытия из лакокрасочных материалов, например комбинированное покрытие из грунтовки марки ГФ-020, наносимой на металлическую поверхность в качестве первого слоя, и двух слоев алюминиевой краски БТ-177 и некоторые другие.

В связи с исключительно важным значением антикоррозионной защиты тепловых сетей ввод в эксплуатацию как вновь сооружаемых, так и отремонтированных сетей без наружного антикоррозионного покрытия трубопроводов и металлических конструкций запрещается.

4.12.19. Трубопроводы тепловых сетей, арматура, компенсаторы и фланцевые соединения должны быть покрыты тепловой изоляцией в соответствии с проектом.
Применение в тепловых сетях гидрофильной засыпной изоляции, а также набивной изоляции при прокладке трубопроводов в гильзах (футлярах) не допускается.

Покрытие трубопроводов, арматуры, компенсаторов, фланцевых соединений тепловой изоляцией необходимо для сокращения тепловых потерь, что имеет важное значение для экономичности теплоснабжения. Кроме того, снижение темпера-

туры наружных поверхностей теплопроводов и оборудования существенно облегчает их обслуживание вследствие понижения температуры воздуха в подземных камерах и проходных каналах, а также устраняет опасность ожогов обслуживающего персонала.

Для изготовления теплоизоляционных конструкций используются специальные теплоизоляционные материалы, характерной особенностью которых являются низкие значения теплопроводности в интервале температур, соответствующем условиям работы теплопровода. Чем ниже эти значения, тем, при прочих равных условиях, меньше тепловые потери и, следовательно, снижение температуры теплоносителя по длине трубопровода.

Важным свойством теплоизоляционных материалов является их температуроустойчивость – способность сохранять свою структуру и физические свойства при температурах, соответствующих условиям их длительной эксплуатации.

Для обеспечения длительной и надежной работы теплоизоляции, а также изолируемых трубопроводов и оборудования, необходимо соблюдение дополнительных требований к теплоизоляционным материалам: не должны при нагревании до максимальных температур теплоносителя выделять вредные или способствующие коррозии вещества (агрессивные газы, кислоты, щелочи, серу и т. д.), не должны быть подвержены гниению и разрушению микроорганизмами, грибками и т. д. Применение не удовлетворяющих этим требованиям материалов в тепловых сетях не допускается.

Очень важно сохранить теплоизоляционный материал в сухом состоянии, так как его увлажнение при работе тепловых сетей наносит существенный ущерб экономичности последних из-за роста тепловых потерь (например, для минеральной ваты с плотностью 350 кг/м^3 при увлажнении до объемной влажности 20 %, тепловые потери возрастают в 3 раза), поскольку у пористых материалов оно всегда сопровождается увеличением теплопроводности этих материалов из-за вытеснения воздуха из пор водой, теплопроводность которой примерно в 25 раз больше, чем у воздуха.

Тщательное наблюдение за состоянием тепловой изоляции, своевременный ее ремонт, обеспечение своевременного отвода поверхностных вод, отвод воды из камер и каналов с целью поддержания теплоизоляционных конструкций в сухом состоянии позволяют снизить тепловые потери до 0,5–1,0 %.

Если прокладка трубопроводов под железнодорожными и трамвайными путями, автомобильными дорогами, уличными проездами осуществлена в стальных футлярах (гильзах), должна применяться подвесная тепловая изоляция, а между тепловой изоляцией и футляром должен предусматриваться воздушный зазор не менее 100 мм. Наличие воздушного зазора позволяет, с одной стороны, снизить вероятность увлажнения тепловой изоляции влагой, проникшей в футляр, а с другой – создать условия для высыхания тепловой изоляции в процессе эксплуатации. При применении набивной тепловой изоляции такие условия не создаются, что способствует возникновению интенсивной коррозии наружной поверхности трубопроводов. В связи с этим применение набивной изоляции при прокладке трубопроводов в футлярах (гильзах) не допускается.

При прокладке тепловых сетей в футлярах должна предусматриваться антикоррозионная защита футляров антикоррозионными покрытиями, а также осуществляться электрохимическая защита труб с помощью протекторов стержневого типа, устанавливаемых непосредственно на поверхности трубопроводов в тепловой изоляции.

В настоящее время не допускается применение засыпной тепловой изоляции для трубопроводов тепловых сетей при подземной прокладке в каналах и бесканальной прокладке и тем более гидрофильной засыпной изоляции, обладающей способностью интенсивно поглощать влагу из окружающей среды.

4.12.20. Ввод в эксплуатацию тепловых сетей при неработающем понижающем дренаже не допускается.

Одной из причин наружной коррозии труб, повышенных тепловых потерь в тепловой сети является проникновение влаги в тепловую изоляцию.

Защита от влаги, осушение и отвод воды из зоны теплопровода производятся с помощью дренажей (горизонтальных, вертикальных, комбинированных).

Для дренирования строительных конструкций тепловых сетей обычно применяется попутный (горизонтальный) пластовый понижающий дренаж, состоящий из горизонтальной трубчатой дрены и постели, выполненной из хорошо фильтрующего материала (крупнозернистого песка) и укладываемой под теплопроводами. Постель из фильтрующего материала, кроме отвода влаги, прерывает капиллярное поднятие влаги из низлежащих слоев грунта.

Большей частью применяются односторонние понижающие дренажи: вдоль теплопровода, сбоку от него укладывается одна трубчатая дрена с однослойной или двухслойной обсыпкой из хорошо фильтрующего зернистого материала.

Для попутного дренажа в качестве дрены применяют асбестоцементные трубы с муфтами, керамические канализационные раструбные трубы, полиэтиленовые трубы, а также готовые трубофильтры. Диаметр дренажных труб должен быть не менее 150 мм. Прием воды обеспечивается за счет зазора между трубами, зазора в раструбах, а в трубофильтрах – через фильтрующий (пористый) бетон, из которого выполнены трубофильтры.

На рис. 4.12.1 показана схема действия попутного понижающего дренажа при бесканальной прокладке трубопроводов тепловых сетей.

На рис. 4.12.2 приведена конструкция канала с односторонним дренажем из керамзитобетонных трубофильтров.

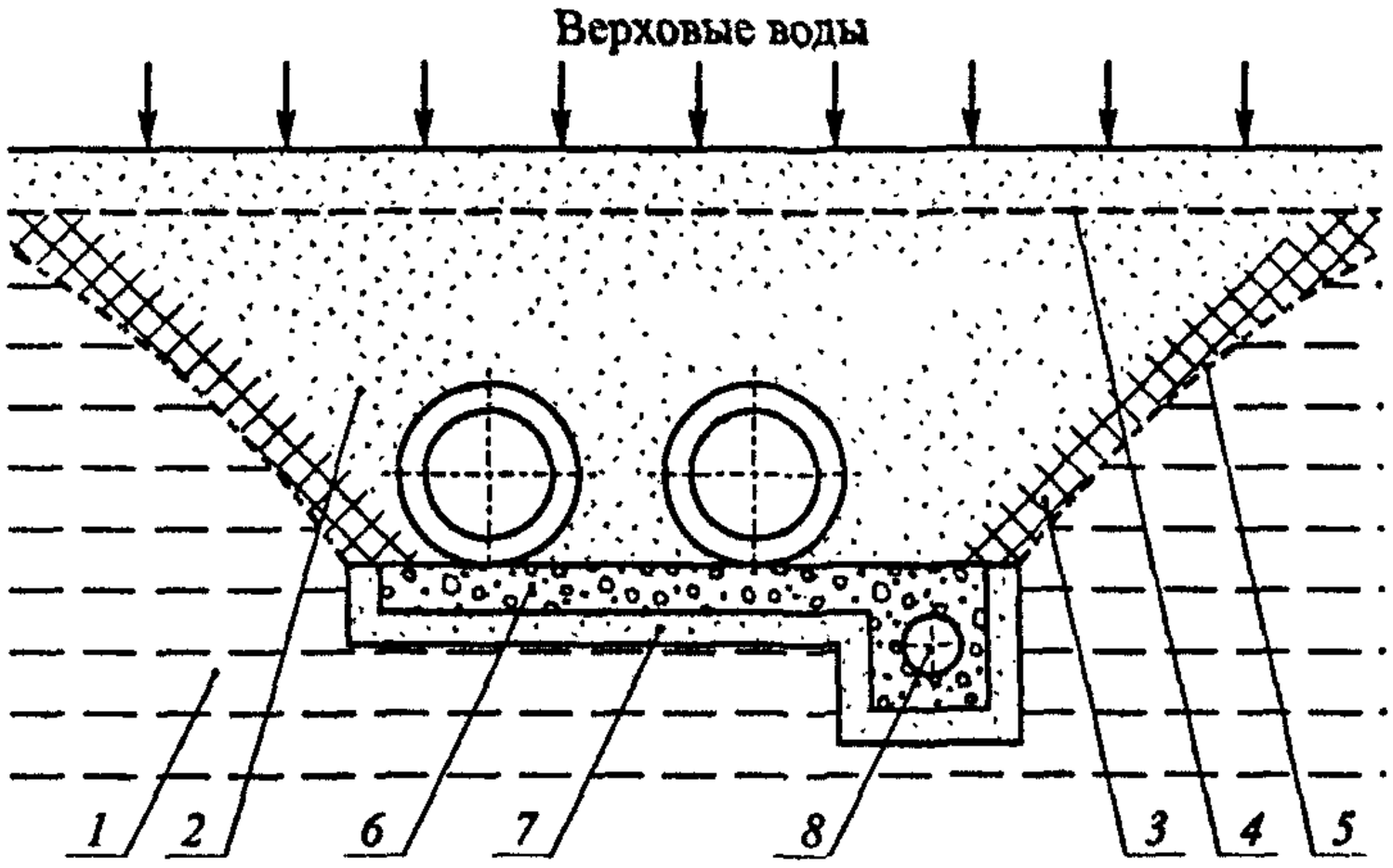


Рис. 4.12.1. Схема действия попутного понижающего дренажа при бесканальной прокладке тепловодов:
1 – зона грунтовых вод; *2* – зона верховых вод; *3* – зона капиллярного поднятия грунтовых вод; *4* – уровень грунтовых вод до понижения; *5* – линия депрессии; *6* – дренажная постель; *7* – защитный фильтр; *8* – дренажная труба (дрена)

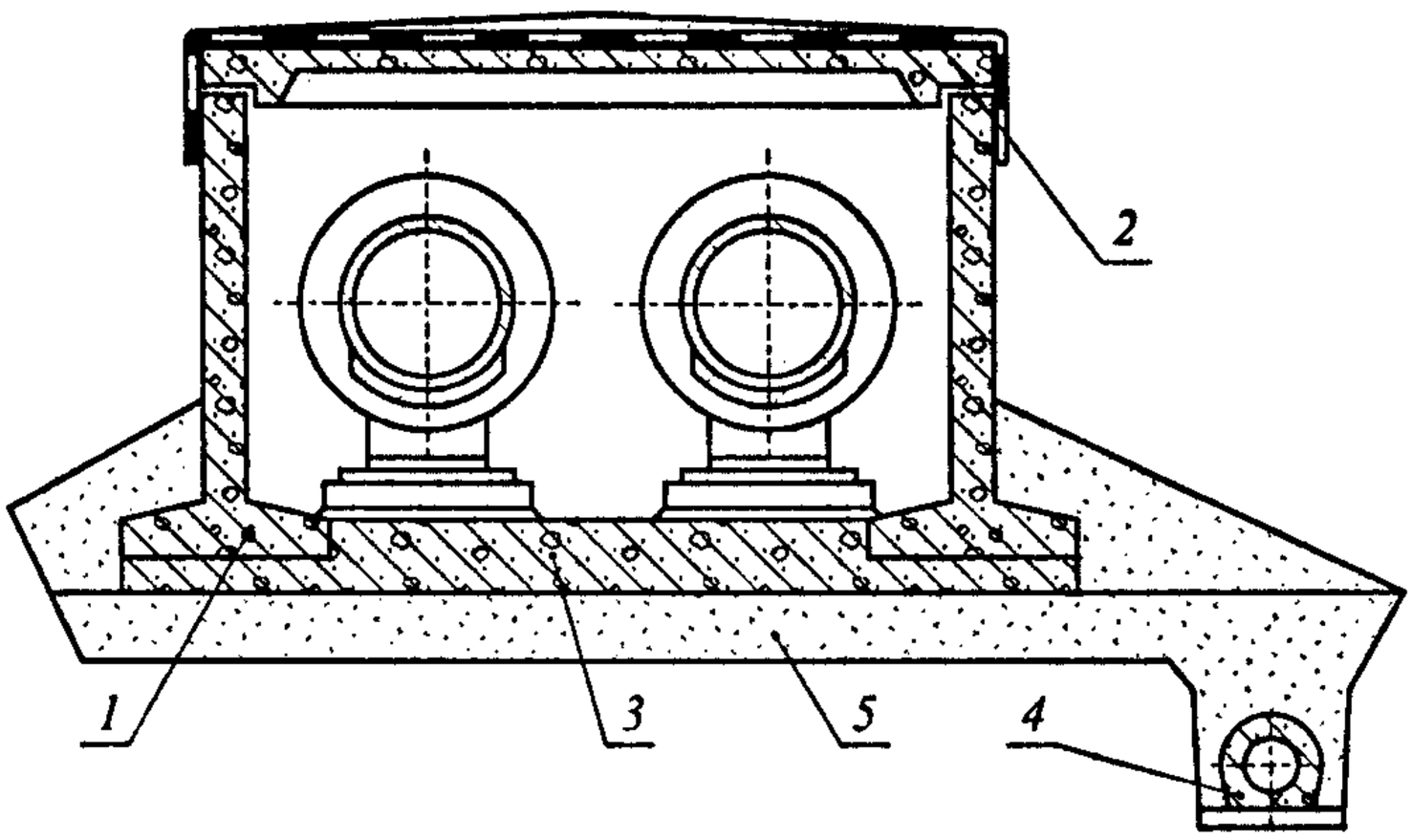


Рис. 4.12.2. Канал из железобетонных тавровых стеновых блоков, ребристых плит перекрытия и плит днища с односторонним дренажем из керамзитобетонных трубофильтров:
1 – тавровый стеновой блок; *2* – ребристая плита перекрытия; *3* – плита днища; *4* – трубофильтр; *5* – песок крупнозернистый

Выпуск дренажных вод может выполняться самотечным способом, т. е. когда воды самотеком направляются в естественные водоемы или городские водостоки, или с применением дренажных насосных станций, когда воды самотеком поступают в резервуар (например, железобетонный колодец), откуда откачиваются с помощью дренажных насосов. Для прочистки дренажных труб, что обычно производится 1 раз в 2–3 года, по трассе примерно через 30–35 м устраиваются контрольные колодцы.

При вводе тепловых сетей в эксплуатацию и в процессе эксплуатации необходимо проверять работоспособность понижающего дренажа, что определяется по движению дренируемых вод в дренажных колодцах. Наличие протока воды в дренажном колодце определяется с помощью «поплавка».

В настоящее время согласно требованиям СНиП 2.04.07–86* «Тепловые сети» попутный дренаж предусматривается в случае прокладки тепловых сетей ниже максимального уровня стояния грунтовых вод.

4.12.21. Проходные каналы, а также крупные узловые камеры, в которых установлено электрооборудование, должны иметь электроосвещение согласно правилам устройства электроустановок.

Приточно-вытяжная вентиляция проходных каналов должна быть в исправном состоянии.

В соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей» проходные каналы и тепловые камеры относятся к особо опасным помещениям, так как эти помещения подвержены сырости, температура воздуха в них может достигать 35 °С и выше, имеют токопроводящие полы, стены и перекрытия (железобетон, кирпич).

Высота проходных каналов и тепловых камер, как правило, меньше 2,5 м.

При обслуживании установленного в проходных каналах и тепловых камерах оборудования имеется возможность случайного прикосновения к токоведущим частям. В связи с этим при их электроосвещении необходимо применять светильники, конструкция которых исключает возможность доступа к лампе без применения инструмента (отвертки, плоскогубцев, специального ключа и др.), с вводом в светильники подводящей электропроводки в металлорукавах, металических трубах и т. п. Для питания светильников необходимо напряжение не выше 42 В.

Сырость и постоянные тепловыделения являются причинами тяжелого тепловлажностного режима в проходных каналах и тепловых камерах.

В тепловых камерах обеспечение приемлемых условий для работы обслуживающего персонала может быть достигнуто за счет естественного проветривания при открытии двух и более люков или вентилирования при помощи передвижной вентиляционной установки.

Указанные способы недостаточны для создания приемлемых условий работы в проходных каналах из-за их протяженности. Поэтому для вентилирования проходных каналов они должны быть оборудованы стационарными приточно-вытяжными установками.

4.12.22. Все соединения труб тепловых сетей должны быть сварными, за исключением мест применения фланцевой арматуры. Использование для компенсаторов и арматуры хлопчатобумажных и пеньковых набивок не допускается.

Учитывая важность бесперебойного снабжения потребителей теплом, все элементы тепловых сетей должны иметь максимальную надежность. В частности, Правила устанавливают, что все соединения труб должны быть сварными и при монтаже оборудования и трубопроводов выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ и нормативных документов на сварные соединения. Исключением является присоединение арматуры (задвижки, вентили, клапаны), имеющей фланцы. В этом случае присоединение производится на фланцах через прокладку с помощью болтов или шпилек.

Для арматуры с фланцами допускается непосредственная приварка труб к фланцам арматуры при условии разделки стыка. Эта операция требует соответствующей квалификации сварщика, отвечающей «Правилам устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды», так как осуществляется не в соответствии с гостированной разделкой кромок под сварку и требует разработки специальной технологии.

В последнее время в целях уменьшения габаритных размеров, снижения стоимости работ и повышения плотности соединений используется бесфланцевая арматура, привариваемая к трубопроводам. В этом случае арматура имеет патрубки с разделкой кромок под приварку, выполненную в соответствии с требованиями ГОСТ и Правил.

4.12.23. При надземной прокладке тепловых сетей задвижки с электроприводами должны быть размещены в помещении или заключены в кожухи, защищающие арматуру и электропривод от атмосферных осадков и исключающие доступ посторонних лиц.

При надземной прокладке трубопроводов тепловой сети необходимо размещать задвижки с электроприводами в помещениях или под прочными кожухами, которые могут защитить их от атмосферных воздействий и предотвратить увлажнение изоляции электропроводки, обмоток электродвигателей и других электроэлементов, так как отсыревшая изоляция может привести к короткому замыканию и выходу электропривода из строя или ложному закрытию или открытию задвижки.

Кроме того, помещения или кожухи должны обеспечивать невозможность доступа к арматуре посторонних лиц во избежание несчастных случаев, а также недопущения несанкционированного закрытия или открытия задвижек посторонними лицами.

4.12.24. Присоединение к тепловым сетям систем теплопотребления, не оборудованных регуляторами и защитными устройствами в соответствии с правилами эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей, а также приборами учета тепловой энергии и теплоносителей в соответствии с правилами учета тепловой энергии и теплоносителя, не допускается.

При отсутствии или неисправности регуляторов температуры возможна подача в системы горячего водоснабжения воды, в одних случаях явно недогретой, температура которой ниже требований санитарных норм (55–60 °С), а в других случаях – воды, температура которой значительно выше допустимых по СНиП пределов (75 °С).

Кроме того, отсутствие или неисправность регуляторов температуры в закрытых системах теплоснабжения приводит к частому вскипанию водопроводной воды в трубках подогревателей, в результате чего на поверхности трубок образуется накипь, снижающая производительность подогревателей и увеличивающая их гидравлическое сопротивление. Поэтому нельзя допускать эксплуатацию установок горячего водоснабжения без регулирования температуры воды, поступающей к потребителю.

Условия присоединения и снабжения потребителей тепловой энергией и теплоносителями теплоснабжающей организацией осуществляются на основании договора на теплоснабжение, в котором оговариваются режим теплопотребления, безопасность эксплуатации сетей абонентов и исправность используемых приборов и оборудования. Подключение систем теплопотребления абонентов должно производиться при наличии акта допуска их в эксплуатацию, заключеного договора на теплоснабжение, устройства узла коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителей и сдачи их в эксплуатацию в соответствии с требованиями действующих «Правил учета тепловой энергии и теплоносителей» и ГК РФ.

4.12.25. Для контроля за состоянием оборудования тепловых сетей и режимом их работы регулярно по графику должен производиться обход теплопроводов и тепловых пунктов.

Контроль за состоянием теплопроводов и оборудования тепловых сетей, а также тепловых пунктов, находящихся на балансе ОЭТС, производится в целях своевременного выявления повреждений и дефектов, что необходимо для поддержа-

ния всего оборудования и теплопроводов тепловых сетей в исправном состоянии и предупреждения аварий и технологических отказов.

Одним из основных способов контроля за состоянием теплопроводов, оборудования тепловых сетей и тепловых пунктов является их периодический обход по утвержденному графику.

Обход осуществляется бригадой слесарей по обслуживанию тепловых сетей в соответствии с закрепленными участками. График обхода должен предусматривать осуществление контроля за состоянием оборудования как слесарями, так и мастером.

Частота осмотра теплопроводов, оборудования тепловых сетей и тепловых пунктов устанавливается главным инженером ОЭТС в зависимости от типа оборудования и его состояния и должна быть не реже 1 раза в 2 недели в течение отопительного сезона и 1 раза в месяц в межотопительный период; тепловые камеры необходимо осматривать не реже 1 раза в месяц; камеры с дренажными насосами – не реже 2 раз в неделю.

Результаты осмотра теплопроводов, оборудования тепловых сетей и тепловых пунктов заносятся в рапорт слесаря, а затем в журнал учета обхода и осмотра.

Дефекты, которые могут привести к повреждениям, должны устраняться немедленно.

Сведения о дефектах, которые не представляют непосредственной опасности с точки зрения надежности эксплуатации тепловой сети, но которые нельзя устранить без отключения трубопроводов, необходимо занести в журнал текущих ремонтов для ликвидации этих дефектов при ближайшем отключении трубопроводов или при плановом ремонте.

Контроль за состоянием трубопроводов и оборудования тепловых пунктов потребителей тепла и режимов теплопотребления осуществляется в соответствии с п. 4.12.3.

4.12.26. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, обязана выявлять дефекты строительных конструкций, трубопроводов и оборудования тепловой сети, осуществлять контроль за их состоянием и за состоянием тепловой изоляции и антикоррозионного покрытия с применением современных приборов и методов диагностики, а также путем осмотра, опрессовок, испытаний на максимальную температуру теплоносителя и других методов. В организации, эксплуатирующей тепловые сети, должен осуществляться учет всех повреждений и выявленных дефектов по всем видам оборудования и анализ вызвавших их причин.

Контроль за состоянием трубопроводов и оборудования тепловой сети должен осуществляться с учетом требований положений правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Периодичность проведения работ по контролю за состоянием оборудования тепловой сети определяется техническим руководителем организации, эксплуатирующей тепловые сети.

О контроле за состоянием оборудования тепловых сетей путем обхода теплопроводов и тепловых пунктов см. пояснения к п. 4.12.25.

Для выявления дефектов и состояния строительных конструкций, трубопроводов, оборудования, тепловой изоляции и антикоррозионных покрытий должны применяться современные приборы и методы диагностики.

Известны следующие методы диагностики:

1. Для контроля состояния изоляции тепловых сетей может служить инфракрасная, в частности, тепловизионная техника.

Сущность метода сводится к получению фиксированного теплового изображения земной поверхности над теплопроводом с последующей расшифровкой обнаруженных температурных аномалий. Тепловая съемка может осуществляться путем наземного тепловизионного контроля с использованием переносных тепловизоров или путем аэросъемки. Тепловизоры, применяемые для съемки, не определяют температуру поверхности, а дают лишь качественную картину распределения ее температурных контрастов.

Естественно, что на отклонения температур влияет не только наличие повреждений тепловой изоляции, но и глубина заложения теплопровода, свойства грунта, конструктивные параметры прокладки, состояние и тип земной поверхности над трассой, а также метеорологические условия.

Для исключения влияния этих факторов при анализе полученных снимков тепловую сеть разбивают на участки, из которых выделяются «эталонные», не имеющие отклонений от нормальных условий эксплуатации. Затем в осенний (или ранневесенний) период при работе систем отопления производят инфракрасную наземную или аэросъемку эталонных участков и для каждого из них строят калибровочные графики, отражающие зависимость между температурой поверхности над теплопроводом и глубиной заложения теплопровода при различных состояниях тепловой изоляции. Путем сопоставления тепловых полей эталонного и контролируемых теплопроводов по данным одновременной тепловой инфракрасной наземной или аэросъемки определяют с помощью калибровочных графиков фактическое состояние контролируемых теплопроводов и наличие нарушений изоляционных конструкций.

Инфракрасная наземная или аэросъемка позволяет установить следующие состояния тепловой сети:

нормальное состояние (сухая и неповрежденная тепловая изоляция);

состояние повышенных (относительно принятых за эталон участков) тепловых потерь – повышенная влажность тепловой изоляции (более 25 %) и ее нарушение (снижение теплового сопротивления конструкции не менее чем в 2 раза по сравнению с нормальным);

аварийное состояние (разрушение тепловой изоляции, затопление канала водой).

Наибольшее распространение для проведения инфракрасной съемки получили: при аэросъемке – отечественный тепловизор «Вулкан» с температурной чувствительностью 0,25 °С, для наземной съемки – переносные тепловизоры с указанной чувствительностью, в основном зарубежных фирм. К последним относятся тепловизоры шведской фирмы «Агема», американской фирмы «Инфраметрикс» и др.

Кроме диагностики с использованием тепловизионной техники возможно также применение и других методов инструментального определения состояния теплоизоляционных конструкций и стенок трубопроводов с использованием электромагнитной энергии, электронно-акустической эмиссии, ультразвука, акустики и т. д.

2. Для определения участков с увлажненной тепловой изоляцией, мест повреждения антикоррозионных покрытий, гидроизоляционного слоя и самих трубопроводов при бесканальной прокладке, определения мест затопления каналов и заноса их грунтом при подземной канальной прокладке может применяться метод, использующий электромагнитное поле.

Метод основан на обнаружении с помощью антенны и приемника изменений электромагнитного поля, создаваемого вокруг исследуемой подземной прокладки переменным током по цепи: генератор-трубопровод-земля-генератор. Этот принцип широко применяется при определении мест повреждений антикоррозионных покрытий газопроводов.

Изменение электромагнитного поля в указанной цепи происходит из-за различного уровня сопротивления его распространению:

наибольшее сопротивление оказывают сухая тепловая изоляция и цельное антикоррозионное покрытие с высоким электрическим сопротивлением;

сопротивление влажной теплоизоляции изменяется обратно пропорционально степени увлажнения;

наименьшее сопротивление оказывает среда в месте повреждения трубопровода и вытекания из него воды.

Прибор контроля качества изоляции (ПККИ) представляет собой генератор переменного тока звуковой частоты и приемник с антенной. С прибором работают два оператора, которые перемещаются друг за другом вдоль оси теплопровода, прослушивая через наушники сигнал.

3. При определении пластической деформации, микротрещин, интенсивности напряжений от различных нагрузок (например, от внутреннего давления в трубопроводе или сосуде), утончений стенок (из-за наружной или внутренней коррозии), трещин в сварных швах, некачественных сварных соединений применяется метод диагностики состояния трубопроводов с использованием эффекта электронно-акустической эмиссии, который основан на физическом явлении излучения твердым телом при его нагружении упругих волн различной частоты и амплитуды, вызванного внутренней динамической локальной перестройкой структуры твердого тела.

4. Метод определения состояния конструкций теплопроводов с помощью пирометров и радиационных термометров основан на регистрации инфракрасного спектра излучения и дискретного определения температур поверхности земли над трассой тепловой сети. Этот метод может стать дополнением к тепловизионной съемке или применяться самостоятельно.

5. Метод обнаружения увлажнения тепловой изоляции по электросопротивлению используется в теплопроводах с тепловой изоляцией из пенополиуретана с наружной трубой-оболочкой из жесткого полиэтилена. В этой теплоизоляционной конструкции (в толще теплоизоляции) прокладываются 2 или более (в зависимости от диаметра трубопровода) медных провода, которые выводятся на наблюдательный пункт. При сухой тепловой изоляции электрическое сопротивление линии равно сопротивлению проводов, при увлажнении участка тепловой изоляции электрическая цепь в месте увлажнения замыкается, изменяя значение начального сопротивления.

6. Метод обнаружения мест утечек теплоносителя из трубопровода с помощью ультразвуковых течеискателей основан на выделении ультразвукового спектра из общего шума вытекающей через повреждение воды. Рабочая частота около 40 кГц. Этот метод отличается от метода, использующего акустические течеискатели, воз-

можностью работы как контактным, так и бесконтактным способом с острой диаграммой направленности, а также лучшей защищенностью от помех.

Развитием ультразвуковых и акустических течеискателей является так называемый коррелятор, имеющий две точки подключения к трубопроводу (с разных сторон от места течи) и систему анализа и обработки сигналов, в результате работы которой место повреждения подземного трубопровода определяется с точностью до 1 м.

7. Метод определения повреждений трубопроводов с помощью датчиков давлений и расходов основан на изменении гидравлического режима трубопровода при появлении утечки. Регистрация отклонения давлений и расходов производится соответствующими датчиками, чувствительность которых определяет нижний порог срабатывания диагностической системы. Метод применим при наличии системы телемеханизации, с помощью которой информация от датчиков поступает в ЭВМ для обработки данных, в результате чего при образовании повреждения определенных размеров (например, для труб диаметром 600 мм при величине погрешности датчика 1 % размер минимального повреждения должен быть около 30 мм в диаметре) выявляется участок, на котором имеется это повреждение.

Дефекты трубопроводов и оборудования тепловых сетей определяются также путем проведения разного рода испытаний.

Испытания на максимальную температуру теплоносителя (далее температурные испытания) проводятся для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети в условиях температурных деформаций, вызванных повышением температуры теплоносителя до максимальных значений, и проверки в этих условиях компенсирующей способности тепловой сети.

Максимальной температурой следует считать наибольшую температуру теплоносителя, соответствующую утвержденному температурному графику для системы централизованного теплоснабжения.

Температурным испытаниям подвергается вся сеть от источника тепловой энергии до тепловых пунктов систем теплопотребления. Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха. Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90 °С во избежание нарушения нормальной работы насосов и компенсирующих устройств. Поэтому для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод тепловой сети, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры. При этом на время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены: отопительные системы детских и лечебных учреждений, неавтоматизированные закрытые системы горячего водоснабжения, системы горячего водоснабжения, присоединенные по открытой схеме, и некоторые другие теплопотребляющие установки. Температурные испытания проводятся методом температурной волны (длительность поддержания максимальной температуры составляет около 2 ч), что позволяет сократить их продолжительность и уменьшить нежелательный перегрев присоединенных потребителей тепловой энергии.

Гидравлическая опрессовка трубопроводов тепловой сети проводится непосредственно после окончания отопительного сезона с целью выявления ослабленных мест, вызванных коррозией и усталостью металла, проверки качества сварочных работ, проведенных в сетях при текущих ремонтах.

Отличительной особенностью гидравлической опрессовки является необходимость «расхолаживания» испытываемого участка сети (снижения температуры воды в подающем трубопроводе до установленного предела – 40 °С и ниже).

Гидравлической опрессовке подвергаются магистральные и распределительные трубопроводы, принадлежащие организации, эксплуатирующей тепловые сети, а также магистральные трубопроводы, проходящие по территории источника тепловой энергии до головных задвижек. По просьбе потребителей их сети (от камер присоединения до центрального и индивидуального тепловых пунктов) могут спрессовываться одновременно с трубопроводами, принадлежащими организации, эксплуатирующей тепловые сети.

Гидравлическая опрессовка проводится с помощью стационарных или передвижных насосов пробным давлением, которое должно быть не ниже 1,25 рабочего. Значение рабочего давления определяется техническим руководителем организации, эксплуатирующей тепловые сети, в соответствии с требованиями п. 1.1.4 ПБ 10-573–03. Технический руководитель с учетом местных условий устанавливает продолжительность гидравлической опрессовки.

Для снижения температуры воды в подающем трубопроводе открываются необходимые перемычки между подающим и обратным трубопроводами; при этом циркуляция обеспечивается сетевыми насосами источника тепловой энергии без подогрева воды (могут быть задействованы насосы подкачивающей насосной станции). Может также применяться метод вытеснения горячей сетевой воды из подающего трубопровода расхолаживаемого участка в работающей сети путем открытия задвижек на подающем трубопроводе в соответствующих камерах.

В организации, эксплуатирующей тепловые сети, должен осуществляться учет и анализ всех повреждений и дефектов, как вновь выявленных, так и устраненных.

Такой анализ позволяет установить наиболее часто повторяющиеся причины повреждений и разработать мероприятия по их предотвращению. Весьма важно классифицировать повреждения по типам прокладок, поврежденным элементам, назначению труб и т. д.

Контроль за состоянием трубопроводов и оборудования тепловой сети должен осуществляться в соответствии с требованиями «Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды»: ПБ 10-573–03.

Трубопроводы, на которые распространяются указанные Правила, перед пуском в работу и в процессе эксплуатации должны подвергаться техническому освидетельствованию, которое включает наружный осмотр и гидравлическое испытание.

Техническое освидетельствование трубопроводов тепловых сетей должно проводиться лицом, ответственным за их исправное состояние и безопасную эксплуатацию, в следующие сроки:

наружный осмотр (в процессе эксплуатации) трубопроводов всех категорий – не реже 1 раза в год;

наружный осмотр и гидравлическое испытание трубопроводов, не подлежащих регистрации в органах Госгортехнадзора, – перед пуском в эксплуатацию после монтажа и ремонта, связанного со сваркой, а также при пуске трубопроводов после нахождения их в состоянии консервации свыше 2 лет.

Зарегистрированные в органах Госгортехнадзора трубопроводы тепловых сетей должны подвергаться:

инспектором Госгортехнадзора наружному осмотру и гидравлическому испытанию перед пуском вновь смонтированного трубопровода;

специалистом организации, имеющей разрешение (лицензию) органов Госгортехнадзора на проведение технического освидетельствования трубопроводов пара и горячей воды, наружному осмотру не реже 1 раза в 3 года; наружному осмотру и гидравлическому испытанию после ремонта, связанного со сваркой, и при пуске трубопровода после нахождения его в состоянии консервации свыше 2 лет.

Наружный осмотр трубопроводов, проложенных открытым способом или в проходных и полупроходных каналах, может производиться без снятия изоляции.

Наружный осмотр трубопроводов, проложенных в непроходных каналах или бесканально, производится путем вскрытия грунта на отдельных участках и снятия изоляции не реже чем через каждые 2 км трубопровода. При этом следует руководствоваться «Методическими указаниями по проведению шурфовок в тепловых сетях»: МУ 34-70-149–86.

Если трубопроводы проложены с использованием теплоизоляционных конструкций, нанесение которых производится в заводских условиях (например, с пенополиуретановой тепловой изоляцией и наружной трубой-оболочкой из жесткого полиэтилена), и завод-изготовитель и строительная организация, выполнявшая заделку стыков, гарантируют герметичность теплоизоляционной конструкции в течение определенного времени, то проверка состояния трубопроводов производится без снятия тепловой изоляции с использованием приборов неразрушающего контроля состояния труб.

Лицо, производящее техническое освидетельствование, в случае появления у него сомнений относительно состояния стенок труб или сварных швов трубопровода вправе потребовать частичного или полного удаления тепловой изоляции.

Периодичность и методы проведения работ по контролю за состоянием оборудования тепловой сети определяются техническим руководителем ОЭТС исходя из состояния тепловых сетей с учетом местных условий.

4.12.27. На водяных тепловых сетях и конденсатопроводах должен быть организован систематический контроль за внутренней коррозией трубопроводов путем анализов сетевой воды и конденсата, а также по индикаторам внутренней коррозии, устанавливаемым в наиболее характерных точках (на выводах с ТЭЦ и котельных, концевых участках, в двух-трех промежуточных узлах магистрали).
Неработающие тепловые сети должны заполняться только химически очищенной деаэрированной водой.

Борьба с внутренней коррозией трубопроводов имеет большое значение для повышения долговечности тепловых сетей.

Вследствие внутренней коррозии выходят из строя не только тепловые сети, но и системы теплопотребления. Известны многие случаи, когда трубопроводы тепловых сетей и системы теплопотребления вследствие интенсивной внутренней коррозии приходилось заменять через 2–3 года. Кроме быстрого разрушения труб из-за внутренней коррозии значительно снижается пропускная способность трубопроводов. Коррозионные отложения, размываемые сетевой водой, засоряют трубы и радиаторы отопительных систем, а также отлагаются на трубках станционных пароводяных подогревателей, повышая их тепловое и гидравлическое сопротивление, что приводит к ухудшению качества теплоснабжения потребителей.

Основной причиной внутренней коррозии является присутствие в сетевой воде и конденсате растворенного кислорода. Наличие в воде растворенной углекислоты усиливает процесс коррозии.

В водяных тепловых сетях кислород может попасть в сетевую воду с подпиточной водой и путем подсоса воздуха в местах образования разрежения. Поэтому необходимо при всех режимах обеспечивать избыточное давление не ниже 0,5 кгс/см^2 (0,05 МПа) в трубопроводах тепловой сети и системах теплопотребления.

В трубопроводах внутренняя коррозия имеет место в период остановки их в холодный резерв (при наличии резервных линий), вызываемая скоплениями воды в нижней части труб.

Внутренняя коррозия конденсатопроводов вызывает повышенные потери напора в них вследствие увеличения шероховатости стенок трубопровода и уменьшения поперечного сечения труб. Продукты коррозии смываются и уносятся конденсатом, что приводит к серьезным затруднениям в эксплуатации котельного оборудования на источниках тепловой энергии.

Ввиду большого влияния качества сетевой воды и конденсата на процессы внутренней коррозии, должен быть организован систематический (ежесменный) эксплуатационный контроль содержания растворенного кислорода путем анализов сетевой воды и конденсата, а также по «индикаторам коррозии», устанавливаемым в наиболее характерных точках сети (на выводах источника тепловой энергии, в двух-трех промежуточных узлах магистрали).

В сетевой воде содержание растворенного кислорода согласно п. 4.8.40 не должно превышать 20 мкг/дм^3, содержание свободной углекислоты – 0. В начале отопительного сезона и в послеремонтный период допускается повышение норм по содержанию кислорода до 30 мкг/дм^3 в течение 4 недель для закрытых систем теплоснабжения и 2 недель для открытых.

Установка индикаторов коррозии должна предусматриваться в годовом плане ремонтных работ и проводиться по окончании ремонта перед заполнением трубопроводов сстевой водой.

В качестве индикаторов внутренней коррозии применяются стальные круглые плоские пластины диаметром 40–60 мм, толщиной 2–3 мм, изготовленные из такого же материала, как и трубопроводы, или из малоуглеродистой стали (Ст. 3). Для установки индикаторов коррозии в контрольных точках трубопровода вваривают-ся фланцевые штуцера диаметром 80–100 мм, закрывающиеся глухими фланцами, на которых по центру привариваются стальные стержни с резьбой на конце. Пластины в количестве 3 шт. надеваются на стержень со стальными втулками между ними и зажимаются гайкой. Длина стержня зависит от диаметра трубопровода.

Индикаторные пластины маркируются и перед установкой обезжириваются и взвешиваются. Пластины ставятся на сезон и извлекаются после останова тепловой сети в ремонт. С них удаляются продукты коррозии, после чего пластины взвешиваются.

Интенсивность процесса коррозии определяется по величине среднесуточной потери массы средней для трех индикаторных пластин, отнесенной к их средней активной поверхности, г/м^2·сут:

$$K_p = \frac{m_{1ср} - \Delta m - m_{2ср} \cdot 10^6}{S_{ср} T},$$

где $m_{1ср}$ – средняя масса трех пластин до установки их в контрольной точке тепловой сети, г;

$m_{2ср}$ – средняя масса пластин послс извлечения их из трубопровода и очистки от продуктов коррозии, г;

Δm – потеря массы некорродированной пластины (средняя из трех) при кислотной обработке, г;

$S_{ср}$ – средняя величина активной поверхности (омываемой водой) пластин, мм^2;

T – продолжительность пребывания индикаторных пластин в трубопроводе, сут.

Средняя скорость (проницаемость) коррозии определяется по формуле, мм/год:

$$П = 0{,}047К_р.$$

Интенсивность процесса коррозии оценивается по средней скорости коррозии, мм/год:

0–0,02 – незначительная;
свыше 0,02 до 0,04 – слабая;
свыше 0,04 до 0,05 – средняя;
свыше 0,05 до 0,2 – сильная;
свыше 0,2 – аварийная.

Неработающие тепловые сети должны заполняться только химически очищенной деаэрированной водой с целью предотвращения развития внутренней коррозии трубопроводов.

4.12.28. Из паропроводов насыщенного пара конденсат должен непрерывно отводиться через конденсатоотводчики.
Работа конденсатоотводчиков на общий конденсатопровод без установки обратных клапанов не допускается.

Если из паропровода, по которому транспортируется насыщенный пар, не отводить постоянно образующийся в нем конденсат, то последний, заполнив частично или полностью сечение паропровода, образует в нем гидравлические «пробки», чем нарушает его нормальную работу. Кроме того, в результате взаимодействия пара с конденсатом в паропроводе могут возникнуть гидравлические удары. Поэтому и предусматривается необходимость непрерывного отвода конденсата через конденсатоотводчики. Если на общий трубопровод отвода конденсата работают несколько конденсатоотводчиков, то во избежание заброса в конденсатопровод с низким давлением конденсата более высокого давления, который может при этом вскипеть и вызвать гидравлический удар, каждый из конденсатоотводчиков должен быть оборудован обратным клапаном.

4.12.29. Секционирующие задвижки и запорная арматура в нормальном режиме должны быть в полностью открытом или полностью закрытом положении; регулировать ими расход теплоносителя не допускается.

Задвижки и другая запорная арматура являются устройствами двухпозиционного действия и должны находиться только в открытом или закрытом положении. Они предназначены в качестве устройств для герметичного перекрытия прохода среды и служат только для отключения отдельных участков сети, ответвлений и тепловых пунктов для ремонта или вывода в резерв. Отключение должно быть плотным и герметичным.

Применение запорной арматуры в качестве регулирующей приводит к износу уплотнительных кромок с последующей потерей герметичности. Кроме того, это может привести к поломке задвижки, так как запорный орган, находящийся в потоке среды, испытывает большие осевые нагрузки и подвержен вибрации, что создает опасность поломки штока или других элементов задвижки. Вследствие поломки штока у задвижек с вертикальным штоком, запорный орган под действием силы тяжести может перекрыть проход среды, а в сети возникнет аварийная ситуация, сопровождающаяся повышением давления либо гидроударами.

4.12.30. Среднегодовая утечка теплоносителя из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25 % среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплопотребления в час независимо от схемы их присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели). Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения.
При определении утечки теплоносителя не должно учитываться количество воды на наполнение трубопроводов и систем теплопотребления при их плановом ремонте и подключении новых участков сети и потребителей, промывку, дезинфекцию и повторную промывку (для открытых систем теплоснабжения), проведение регламентных испытаний трубопроводов и оборудования тепловых сетей.

Утечка сетевой воды из водяной тепловой сети и присоединенных к ней систем теплопотребления является одним из основных показателей систем теплоснабжения, характеризующих техническое состояние трубопроводов и оборудования тепловых сетей, уровень их эксплуатации.

Количество сетевой воды, теряемое с утечкой, определяется величиной неплотностей в соединениях трубопроводов и оборудовании тепловой сети, тепловых пунктов и систем теплопотребления, зависящих от качества изготовления, монтажа и ремонта, а также уровня технического обслуживания. Кроме того, в утечку сетевой воды входят потери сетевой воды, вызванные нарушениями нормального режима теплоснабжения, например, безвозвратное использование сетевой воды на нужды, не предусмотренные договорными отношениями (водоразбор сетевой воды для горячего водоснабжения в закрытой схеме теплоснабжения, потери сетевой воды, превышающие установленные значения, при проведении ремонтов и других технологических операций).

При утечке, превышающей производительность химводоподготовки источника тепловой энергии, нарушается водно-химический режим тепловой сети из-за необходимости добавки сырой воды, что влечет за собой повышение накипеобразования на теплообменниках, внутренней коррозии и ухудшение гидравлической характеристики трубопроводов. Поэтому борьба с утечками является одной из основных обязанностей эксплуатационного персонала.

Нормируемое значение утечки устанавливается в виде среднегодовой величины потерь сетевой воды в час в размере, не превышающем 0,25 % среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплопотребления.

Среднегодовой объем воды определяется исходя из внутреннего объема трубопроводов и оборудования тепловой сети и систем теплопотребления, а также числа часов их работы, соответственно, в отопительном и летнем сезонах.

Ввиду того, что объемы сетевой воды в тепловой сети и системах теплопотребления в летнем сезоне отличаются от объемов отопительного сезона за счет отключения части систем теплопотребления, а также проведения планового ремонта, нормируемая величина утечки также различна по сезонам работы системы теплоснабжения и должна находиться в пределах среднегодового значения.

При определении эксплуатационной (фактической) утечки сетевой воды не должен учитываться ее расход на наполнение трубопроводов и систем теплопотребления при проведении их планового ремонта, а также при подключении новых участков сети и систем теплопотребления.

Согласно «Типовой инструкции по эксплуатации тепловых сетей»: РД 34.20.507 ежегодный расход подпиточной воды на пусковое заполнение устанавливается равным 1,5-кратному объему тепловых сетей и систем теплопотребления. Также не должны включаться в утечку и некоторые другие потери сетевой воды, необходимые или неизбежные при обеспечении нормального теплоснабжения, например, потери со сливами из средств автоматического регулирования, предусматривающих такой слив в размере, определяемом техническими условиями; потери сетевой воды при проведении плановых промывок, испытаний и других регламентных работ на тепловых сетях в размере, установленном в соответствии с методиками и технологией выполнения этих работ.

4.12.31. После ремонта до начала отопительного сезона должно быть проведено гидравлическое испытание тепловых сетей в целях проверки плотности и прочности трубопроводов и установленной запорной и регулирующей арматуры в соответствии с правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Минимальное значение пробного давления должно составлять 1,25 рабочего давления. При этом значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем организации, эксплуатирующей тепловые сети, в соответствии с положениями правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с положениями правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем организации, эксплуатирующей тепловые сети, в допустимых пределах, указанных выше.

Одновременное проведение гидравлических испытаний тепловых сетей на прочность и плотность и испытаний на максимальную температуру теплоносителя не допускается.

См. пояснения к п. 4.12.15.

4.12.32. Для гидравлических испытаний на прочность и плотность трубопроводы тепловых сетей должны заполняться водой с температурой не ниже 5 и не выше 40 °С.
На время проведения испытаний тепловой сети пробным давлением тепловые пункты и системы теплопотребления должны быть надежно отключены.

Пояснений не требуется.

4.12.33. Определение тепловых и гидравлических потерь в тепловых сетях должно осуществляться в соответствии с действующими методическими указаниями 1 раз в 5 лет по графику, утвержденному техническим руководителем организации, эксплуатирующей тепловые сети.

Тепловые и гидравлические потери в системах транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетях) являются показателями работы системы теплоснабжения, характеризующими их экономичность.

Потери тепловой энергии возникают вследствие теплообмена между теплоносителем и окружающей средой (наружным воздухом и грунтом) и зависят от вида и конструкции прокладки (надземная, подземная канальная и бесканальная), типа теплоизоляционной конструкции и технического состояния тепловых сетей.

Гидравлические потери зависят от гидравлических характеристик внутренней поверхности трубопроводов, их конструктивного исполнения, а также условий эксплуатации, в частности, качества сетевой воды.

В процессе эксплуатации теплотехнические и гидравлические характеристики трубопроводов тепловых сетей подвергаются изменениям, как правило, в сторону ухудшения. Поэтому необходимо периодически определять фактические характеристики трубопроводов в соответствии с утвержденными методическими указаниями (в настоящее время РД 34.09.255–97 и РД 34.20.519–97). Полученные результаты испытаний после анализа и обобщения используются для последующего нормирования тепловых потерь и разработки гидравлических режимов отпуска тепла в тепловых сетях.

Период между испытаниями устанавливается равным 5 годам, конкретное время очередных испытаний (как правило, после окончания отопительного сезона) устанавливается техническим руководителем энергосистемы.

4.12.34. Для определения опасности наружной коррозии трубопроводов подземных тепловых сетей должны систематически производиться их осмотры и электрические измерения по выявлению коррозионной агрессивности грунтов и опасного воздействия блуждающих токов в соответствии с типовой инструкцией по защите трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии.

Осмотры и электрические измерения проводятся с целью:

выявления состояния каналов и камер для установления наличия и уровня их затопления водой или заноса грунтом;

оценки интенсивности коррозионных разрушений труб тепловых сетей на участках, где зафиксирована опасность наружной коррозии трубопроводов;

выявления участков тепловых сетей бесканальной прокладки, находящихся в зоне с высокой коррозионной агрессивностью грунта;

выявления участков тепловых сетей, находящихся в зоне опасного влияния постоянных и переменных блуждающих токов с определением их основных источников.

Опасность наружной коррозии трубопроводов тепловых сетей определяется по наличию признаков (критериев) опасности, которые зависят от способа прокладки тепловых сетей.

Для подземных тепловых сетей, проложенных в каналах, признаками опасности наружной коррозии трубопроводов являются:

наличие воды в канале или занос канала грунтом, когда вода или грунт достигает изоляционной конструкции;

увлажнение теплоизоляционной конструкции капельной влагой с перекрытия канала, достигающей поверхности труб, или влагой, стекающей по щитовой опоре;

наличие на поверхности труб следов коррозии в виде язв или пятен с продуктами коррозии на отдельных участках поверхности металла труб.

Для подземных тепловых сетей канальной прокладки при наличии в канале воды или грунта, достигающих изоляционной конструкции, наличие опасного влияния постоянного или переменного блуждающего тока увеличивает скорость коррозии наружной поверхности трубопроводов, контактирующей с водой или грунтом.

Для подземных тепловых сетей, проложенных бесканально, признаками опасности наружной коррозии являются:

коррозионная агрессивность грунтов, оцененная как «высокая»;

значительное влияние постоянного и переменного блуждающих токов на трубопроводы тепловых сетей.

4.12.35. Технологические защиты должны быть включены в эксплуатацию постоянно. Отключение устройств технологической защиты во время работы тепловой сети производится с разрешения технического руководителя организации, эксплуатирующей тепловые сети, с оформлением в оперативной документации.
Устройства технологической защиты могут быть выведены из работы в следующих случаях:
при работе сетей в переходных режимах;
при очевидной неисправности защиты;
во время устранения аварий;
в период ремонта оборудования.
Работоспособность устройств технологической защиты должна периодически проверяться в сроки и в объеме, указанных в местной инструкции.

К устройствам технологической защиты тепловых сетей относятся устройства рассечки тепловой сети на гидравлически изолированные зоны, предохранительные клапаны, быстродействующие сбросные устройства, устройства АВР, устрой-

ства отключения насосов при аварийном нарушении режимов, а также другие устройства, предохраняющие оборудование тепловых сетей и систем теплопотребления при нарушении теплового или гидравлического режимов сети.

Для поддержания устройств технологической защиты в работоспособном состоянии согласно местной инструкции следует производить периодическую проверку. В большинстве случаев действие защит проверяется на сигнал (кроме проверки АВР), но при вводе в эксплуатацию новых сетей или пуске их после капитального ремонта и в некоторых других случаях проводится полная проверка с воздействием на исполнительные органы. Условия и периодичность проверки указываются в местной инструкции.

Устройства технологической защиты настроены на определенный режим работы. В условиях, когда параметры сетевой воды не соответствуют заданным значениям, например при заполнении сети, устройства технологической защиты следует отключать, чтобы избежать ложных срабатываний.

Отключению устройств технологической защиты должны предшествовать мероприятия, гарантирующие безопасную работу сети с отключенными устройствами технологической защиты.

4.12.36. Для водяных систем теплоснабжения в основу режима отпуска тепла должен быть положен график центрального качественного регулирования. Допускается применение качественно-количественного и количественного графиков регулирования отпуска тепла при необходимом уровне оснащения источников тепловой энергии, тепловых сетей и систем теплопотребления средствами автоматического регулирования, разработке соответствующих гидравлических режимов.
При наличии нагрузки горячего водоснабжения минимальная температура воды в подающем трубопроводе сети должна быть:
для закрытых схем не ниже 70 °С;
для открытых схем горячего водоснабжения не ниже 60 °С.

Для систем централизованного теплоснабжения, как правило, применяют метод качественного регулирования отпуска тепловой энергии, который предусматривает относительно постоянный расход сетевой воды на источнике теплоты при переменной ее температуре, зависящей от температуры наружного воздуха.

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе должна изменяться в зависимости от температуры наружного воздуха по графику, который строится по преобладающему виду нагрузки – отопительно-вентиляционной.

В теплый период отопительного сезона, при наличии у потребителей тепла кроме отопительно-вентиляционной нагрузки еще и нагрузки горячего водоснабжения, температура сетевой воды в подающем трубопроводе поддерживается на уровне, не менее:

70 °С – для закрытых систем теплоснабжения;

60 °С – для открытых систем теплопотребления, где вода на горячее водоснабжение подается непосредственно из тепловой сети.

Эти минимальные температуры сетевой воды необходимы для обеспечения требуемых санитарными нормами температур горячей воды (не ниже 55–60 °С), поступающей в системы горячего водоснабжения.

4.12.37. Гидравлические режимы водяных тепловых сетей должны разрабатываться ежегодно для отопительного и летнего периодов; для открытых систем теплоснабжения в отопительный период режимы должны разрабатываться при максимальном водоразборе из подающего и обратного трубопроводов и при отсутствии водоразбора.

Мероприятия по регулированию расхода воды у потребителей должны быть составлены для каждого отопительного сезона.

Очередность сооружения новых магистралей и насосных станций, предусмотренных схемой теплоснабжения, должна определяться с учетом реального роста присоединяемой тепловой нагрузки, для чего в организации, эксплуатирующей тепловую сеть, должны быть разработаны гидравлические режимы системы теплоснабжения на ближайшие 3–5 лет.

В тепловых сетях должны быть предусмотрены мероприятия для обеспечения теплоснабжения потребителей при выходе из строя насосных станций и отдельных участков основных магистралей.

Гидравлический режим тепловой сети определяет давление в подающем и обратном коллекторах на источнике тепла, в подающих и обратных трубопроводах в характерных точках тепловой сети и на тепловых пунктах потребителей.

Гидравлические режимы для отопительного и летнего периодов резко отличаются друг от друга по условиям эксплуатации и нагрузке сети, поэтому они должны разрабатываться раздельно.

Для открытых систем теплоснабжения гидравлический режим в значительной мере зависит от того, из какого трубопровода ведется отбор воды на горячее водоснабжение. В период отопительного сезона, когда температура сетевой воды в обратном трубопроводе выше 60 °С, что имеет место при низких, близких к расчетной, температурах наружного воздуха, в открытых системах теплоснабжения вода на нужды горячего водоснабжения подается только из обратных трубопроводов сети; в период, когда температура воды в подающем трубопроводе близка к 60 °С, отбор на горячее водоснабжение осуществляется только из подающего трубопровода; в остальное время отопительного сезона вода для горячего водоснабжения отбирается одновременно из обоих трубопроводов в необходимой пропорции и смешивается до нужной температуры, поддерживаемой регуляторами.

При максимальных отборах воды из подающего или обратного трубопровода в них резко снижается давление. Это может привести к вскипанию воды в подающем трубопроводе или к «оголению» отопительных систем и их «завоздушиванию». Поэтому в открытых системах теплоснабжения исходя из ожидаемых максимальных отборов воды на горячее водоснабжение из подающего или обратного трубопроводов необходимо гидравлическими расчетами определить возможные потери давления в том и другом трубопроводах и с учетом этого разработать соответствующие гидравлические режимы, обеспечивающие надежность работы сети и систем теплопотребления в каждом из этих случаев. Для каждого зимнего и летнего режимов должны быть построены пьезометрические графики.

Соблюдение расчетного гидравлического режима и распределение теплоносителя в соответствии с расчетными тепловыми нагрузками потребителей достигается установкой на тепловых пунктах и перед отдельными теплоприемниками дросселирующих устройств (дроссельных диафрагм и сопел элеваторов), а также автоматических регуляторов давления, расхода и температуры.

Для случаев выхода из строя оборудования тепловых сетей должны быть разработаны режимы, предусматривающие необходимые мероприятия для обеспечения аварийных режимов теплоснабжения потребителей, а также мероприятия по защите оборудования тепловых сетей и систем теплопотребления от повышения давления в соответствии с п. 4.12.40.

4.12.38. Давление воды в любой точке подающей линии водяных тепловых сетей, в трубопроводах и оборудовании источника тепловой энергии, тепловых сетей и тепловых пунктов и в верхних точках непосредственно присоединенных систем теплопотребления при работе сетевых насосов должно обеспечивать с запасом не менее 0,5 кгс/см² (50 кПа) невскипание воды при ее максимальной температуре.

Давление воды в обратной линии водяных тепловых сетей при работе сетевых насосов должно быть в любой точке не ниже 0,5 кгс/см² (50 кПа). Давление воды в обратной линии должно быть не выше допустимого для трубопроводов и оборудования источника тепловой энергии, тепловых сетей и тепловых пунктов и для непосредственно присоединенных систем теплопотребления.

При понижении давления в сети ниже значения, соответствующего температуре насыщения водяных паров, вода в трубах вскипает. Тогда в трубопроводах образуется пар, заполняющий часть их объема. На границе между паром и водой возникает мгновенная конденсация паров, сопровождающаяся гидравлическими ударами, которые опасны для целостности трубопроводов и оборудования.

Поэтому в любой точке системы теплоснабжения в подающих трубопроводах сети и местных систем теплопотребления необходимо поддерживать давление выше давления насыщения водяных паров при расчетной температуре воды в сети.

Давление воды в обратном трубопроводе тепловой сети при работе сетевых насосов должно обеспечивать необходимый залив систем теплопотребления. Поэтому напор в обратном трубопроводе, соответствующий этому давлению, должен быть больше, чем геометрическая высота системы теплопотребления не менее чем на 0,5 кгс/см² (50 кПа), так как при колебании давления в обратном трубопроводе может образоваться вакуум, что может, в свою очередь, привести к подсосу атмосферного воздуха в трубопровод и нарушению циркуляции воды в тепловой сети.

4.12.39. Статическое давление в системах теплоснабжения должно быть таким, чтобы обеспечивать заполнение водой трубопроводов тепловой сети, а также всех непосредственно присоединенных систем теплопотребления. Статическое давление должно быть

не выше допустимого для трубопроводов и оборудования источника тепла, тепловых сетей и тепловых пунктов и непосредственно присоединенных систем теплопотребления.
Статическое давление должно быть определено условно для температуры воды от 1 до 100 °С.

Статическим давлением любой точки системы теплоснабжения называется давление, образованное столбом воды, соответствующим по высоте разнице между отметками наивысшей точки системы и данной точки при остановленных сетевых насосах и прекращении циркуляции воды в сетях.

Необходимое статическое давление с учетом избыточного давления в верхней точке системы теплоснабжения, равного 0,5 кгс/см^2 (50 кПа), поддерживается, как правило, подпиточным насосом. Указанное давление обеспечивает заполнение системы теплоснабжения водой.

При значительной разнице в отметках земли необходимо деление тепловой сети на самостоятельные гидравлически изолированные зоны с помощью узлов рассечки: клапана рассечки на обратном трубопроводе и обратного клапана на подающем, срабатывающих по импульсу падения давления в подающем трубопроводе сети.

Для поддержания необходимого статического давления в верхней зоне после ее отсечки она должна подпитываться сетевой водой из тепловой сети смежной зоны при помощи специального подпиточного насоса через регулятор подпитки.

Превышение статического давления выше допустимого для тепловых сетей, тепловых пунктов и систем теплопотребления может привести к повреждению их оборудования и аварийным ситуациям.

Согласно СНиП «Тепловые сети» статическое давление условно определяется для температуры воды до 100 °С.

4.12.40. При аварийном отключении сетевых и подкачивающих насосов организация, эксплуатирующая тепловые сети, должна обеспечить давление сетевой воды в тепловых сетях и системах теплопотребления в пределах допустимых значений.
При возможности аварийного изменения давлений сетевой воды с выходом за пределы допустимых значений должна быть предусмотрена защита оборудования источников тепловой энергии, тепловых сетей, систем теплопотребления от повышения давления и гидравлических ударов, а также обеспечено невскипание сетевой воды во всех точках системы теплоснабжения. При возможности вскипания сетевой воды самозапуск, аварийное включение резервных насосов не допускается.

Тепловые сети подвержены опасности возникновения гидроударов и повреждения при этом оборудования, трубопроводов, а также элементов систем теплопотребления.

Возможность превышения допустимого уровня давления должна определяться на основании специального гидродинамического расчета и (или) специальных испытаний.

При аварийном прекращении электропитания сетевых и перекачивающих насосов в тепловых сетях развиваются быстротекущие переходные процессы, носящие волновой характер и сопровождающиеся кратковременным интенсивным повышением давления и волнами гидроударов, распространяющихся по трубопроводам. В зависимости от характеристик сети и параметров теплоносителя повышение давления может значительно превысить допустимое для оборудования источников тепловой энергии, тепловой сети и присоединенных систем теплопотребления.

Представляет опасность также снижение давления, которое может привести к вскипанию сетевой воды в трубопроводах тепловой сети или на источнике тепла, а последующее повышение давления – к нестационарной (быстрой) повторной ее конденсации с возникновением гидравлических ударов большой разрушительной силы.

Для защиты от аварийного повышения давления при переходных процессах, вызванных прекращением электропитания сетевых и подкачивающих насосов, тепловые сети должны быть оснащены защитными устройствами с быстродействием, обеспечивающим поддержание давления в тепловых сетях и системах теплопотребления в пределах допустимого уровня.

Определение параметров настройки защитных устройств производится на основании расчетов и (или) испытаний в системе централизованного теплоснабжения.

4.12.41. Ремонт тепловых сетей должен производиться в соответствии с утвержденным графиком (планом) на основе результатов анализа выявленных дефектов, повреждений, периодических осмотров, испытаний, диагностики и ежегодных опрессовок.

График ремонтных работ должен быть составлен исходя из условия одновременного ремонта трубопроводов тепловой сети и тепловых пунктов.

Организация, эксплуатирующая тепловые сети, должна выполнять работы, направленные на повышение уровня эксплуатации, надежности, безопасности и эффективности работы оборудования и сетей, уменьшение потерь тепловой энергии и теплоносителя, затрат электроэнергии при транспорте и распределении тепловой энергии.

Объем ремонтных работ определяется на основе анализа дефектов строительных конструкций, трубопроводов и оборудования тепловых сетей, выявленных в процессе эксплуатации в соответствии с п. 4.12.26.

Ремонт тепловой сети представляет собой комплекс технических мероприятий, направленных на поддержание и восстановление первоначальных эксплуатационных качеств, а также на модернизацию как отдельных конструкций и элементов тепловой сети, так и тепловой сети в целом, и обеспечивающих надежность и повышение ее экономичности в эксплуатации.

Ремонт тепловых сетей подразделяется на:

текущий, к которому относятся работы по систематическому и своевременному предохранению отдельных элементов оборудования и конструкций тепловой

сети от преждевременного износа путем проведения профилактических мероприятий и устранения мелких неисправностей и повреждений;

капитальный, в процессе которого восстанавливается изношенное оборудование и конструкции. При этом они заменяются более прочными и экономичными, улучшающими эксплуатационные качества ремонтируемой сети.

Работы по текущему ремонту тепловой сети должны производиться регулярно по графику в течение года, составленному начальником эксплуатационного района и утвержденному главным инженером организации, эксплуатирующей тепловые сети.

Капитальный ремонт и проводимые одновременно с ним работы по текущему ремонту должны производиться по мере необходимости в летний период по заранее составленному для каждой магистрали и эксплуатационному району в целом плану-графику, утвержденному главным инженером энергосистемы и согласованному с местными органами власти и потребителями.

График ремонтных работ должен, как правило, составляться из условия поочередного ремонта магистральных трубопроводов. Ремонт ответвлений следует производить одновременно с ремонтом соответствующей магистрали.

Текущий и капитальный ремонты тепловых пунктов и систем теплопотребления абонентов должны производиться их владельцами самостоятельно по плану-графику, увязанному по срокам выполнения с графиком ремонта тепловой сети ОЭТС.

При составлении плана-графика ремонтных работ по каждому эксплуатационному району должны быть приняты реальные минимальные сроки окончания работ по текущему и капитальному ремонтам, чтобы не допускать длительных перерывов горячего водоснабжения.

ОЭТС должна систематически заменять аварийные трубопроводы, восстанавливать тепловую изоляцию и плотность тепловых сетей, а также выполнять другие работы, направленные на обеспечение надежности и повышение экономичности их эксплуатации.

Список использованной литературы

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.

2. Тепловые сети. СНиП 2.04.07–86*.

3. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. ПБ 10-573–03. Сер. 10. Вып. 28. – М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2003.

4. Типовая инструкция по защите тепловых сетей от наружной коррозии: РД 34.20.518–95. – 1997.

5. Правила и нормы по защите трубопроводов тепловых сетей от электрохимической коррозии. РД 34.20.520–96. – 1998.

6. ГОСТ 356–80. Арматура и детали трубопроводов. Давления условные, пробные, рабочие. Ряды.

7. Правила технической эксплуатации коммунальных тепловых сетей и тепловых пунктов. – М.: Стройиздат, 1991.

8. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов: СНиП 2.04.14–88.

9. Водяные тепловые сети: Справочное пособие по проектированию. – М.: Энергоатомиздат,1988.

10. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети. – 5-е изд., перераб. – М.: Энергоиздат, 1982.

11. Тепловые сети. СНиП 3.05.03–85. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986.

12. Методические указания по проведению шурфовок в тепловых сетях: МУ 34-70-149–86.

13. Правила эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей. – М.: Энергоатомиздат, 1992.

14. Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей: РД 34.20.801–2000. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.

15. Диагностика состояния трубопроводов тепловых сетей / Информационное письмо № 5-88. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1988.

16. Циркуляр Ц-02–95 (Т). О предотвращении разрушений баков-аккумуляторов горячей воды. – М.: СПО ОРГРЭС, 1998.

4.13. КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ МЕТАЛЛА

4.13.1. Для обеспечения безопасной работы теплоэнергетического оборудования и предотвращения повреждений, которые могут быть вызваны дефектами деталей при изготовлении, монтаже и ремонте, а также развитием процессов ползучести, эрозии, коррозии, снижением прочностных и пластических характеристик при эксплуатации, должен быть организован контроль за состоянием основного и наплавленного металла.

Теплоэнергетические установки являются объектами повышенной опасности, их разрушение может вызвать тяжелые последствия. Надежность же тепломеханического оборудования в значительной мере зависит от состояния металла основных узлов и деталей, в первую очередь, работающих в условиях ползучести, т. е. при температуре выше 450 °С и напряжении ниже предела упругости. При таких температуре металла и рабочих напряжениях снижаются его прочностные характеристики, длительная пластичность, изменяются микроструктура, фазовый состав и, как следствие, возникают явления ползучести. Все это усугубляется длительностью эксплуатации при частом изменении температуры и напряжений. Глубина указанных изменений определяется также исходным состоянием основного и наплавленного металлов.

Процесс эксплуатации высокотемпературных элементов сопровождается возникновением пор и микротрещин в металле. При определенных условиях быстрый рост поврежденности металла может привести к разрушению таких основных элементов энергооборудования, как паропроводы, коллекторы котла, детали турбин. Однако разрушения узлов и деталей энергооборудования могут быть связаны и с другими явлениями и иными условиями эксплуатации (при более низкой температуре). Так, дефекты изготовления (риски, забоины) могут стать концентраторами напряжений и вызвать преждевременный выход из строя, например гибов водоспускных труб котла. Повышение напряжения в деталях и, как следствие, их разрушение может происходить по причине утончения стенки из-за эрозии или коррозии: змеевиков экономайзеров пылеугольных котлов, труб экранов газомазутных котлов. Повреждения элементов котлов могут происходить также из-за водородного охрупчивания металла.

Для предупреждения преждевременного разрушения узлов и деталей энергоустановок создана единая система контроля металла и сварки тепломеханического оборудования, включающая входной, эксплуатационный и индивидуальный контроль. При этом проверяются сплошность основного и наплавленного металлов, изменение геометрических размеров деталей и свойств металла трубопроводов, коллекторов, труб поверхностей нагрева и барабанов котлов, паропроводов, арма-

туры, крепежа и деталей турбин. Таким образом, система контроля металла охватывает все периоды эксплуатации энергоустановок, начиная с изготовления на заводе и заканчивая демонтажем после исчерпания ресурса.

4.13.2. Контроль за состоянием металла должен проводиться по планам, утвержденным техническим руководителем электростанции, в сроки и объемах, предусмотренных нормативными документами.
В нормативных документах должны содержаться положения по входному контролю и эксплуатационному контролю за состоянием металла в пределах нормативного[1]. и сверхнормативного срока службы

---

[1] Нормативный срок службы (парковый ресурс, назначенный или расчетный срок службы) определяется нормативными документами.

Кроме указанных видов контроля, проводимых в различных временных интервалах работы оборудования, по требованию Госгортехнадзора РФ необходимо проводить его техническое диагностирование, основной целью которого является определение общего технического состояния оборудования после длительной работы и выяснение возможности и условий работы оборудования до срока очередного диагностирования.

Специализированными организациями по всем видам контроля являются ОАО «Фирма ОРГРЭС» и ВТИ.

Контроль металла является весьма трудоемким мероприятием и требует предварительного выполнения подготовительных работ – строительства лесов, демонтажа тепловой изоляции, зачистки поверхности проверяемых узлов и деталей, вырезки и испытаний образцов металла. Указанный в НТД объем работ по контролю металла проводится, как правило, во время капитального ремонта оборудования. Этот объем работ вносится в план работ, утверждаемый техническим руководителем.

Объекты, методы, периодичность и объемы контроля металла указаны в соответствующих НТД [1–8].

Кроме представленного перечня НТД могут быть выпущены инструкции, методики и циркуляры, касающиеся отдельных узлов и деталей энергооборудования, так как на практике могут возникать чрезвычайные ситуации, требующие оперативного выполнения того или иного вида контроля, не предусмотренного действующими инструкциями и положениями (например, [9]).

4.13.3. Контроль металла должна осуществлять лаборатория или служба металлов энергообъектов, в ведении которых находится соответствующее оборудование, а также привлеченные организации, аттестованные на данный вид деятельности в установленном порядке. Организация работ по подготовке и проведению контроля возлагается на технического руководителя электростанции.

Контроль металла должен выполняться аттестованными лабораториями или службами металлов по действующим инструкциям, положениям, методикам или

циркулярам. Порядок организации работ по контролю металла и взаимодействию исполнителей должен быть установлен в соответствии с рекомендациями в [10].

Персонал цеха, в котором расположено контролируемое оборудование, обеспечивает безопасные условия труда работников лаборатории металлов.

4.13.4. На электростанции должен быть организован сбор и анализ информации о результатах контроля и повреждениях металла для разработки мероприятий по повышению надежности оборудования. При необходимости должен быть выполнен дополнительный контроль за состоянием металла сверх предусмотренного нормативными документами.

Задачами сбора и анализа информации о результатах контроля и повреждениях металла являются [14]:

оценка технического уровня энергооборудования в части надежности;

выявление узлов и деталей оборудования, лимитирующих надежность энергоустановок;

выявление причин возникновения повреждений и отказов оборудования.

Все это необходимо для разработки мероприятий по повышению надежности энергооборудования.

Необходимость исследования металла поврежденного энергооборудования обосновано в [18], а порядок исследования приведен в «Методических указаниях по проведению контроля за металлом и критериях оценки его результатов» (прил. 1) [2, 3].

При исследовании металла поврежденных узлов энергооборудования следует использовать пособия [16–20].

Дополнительный контроль металла может быть назначен руководством энергопредприятия (сверх указанного в НТД или с меньшей периодичностью) в следующих случаях:

после стихийного бедствия (если его последствия могли повлиять на свойства металла);

после массовых повреждений энергооборудования;

после нарушения режимов эксплуатации оборудования (если это могло ухудшить свойства металла);

при очередном контроле металла выявлено снижение его свойств, приближающееся к нижнему пределу допустимого уровня.

4.13.5. Технические документы, в которых регистрируются результаты контроля, должны храниться до списания оборудования.

Результаты контроля металла и сварки энергооборудования заносятся в журналы и формуляры, указанные в нормативно-технической документации, приведенной в п. 4.13.2, а также в [21, 22]. Эти технические документы с результатами контроля должны храниться до списания оборудования, так как они необходимы для анализа динамики изменения свойств и состояния основного и наплавленного металлов при определении фактического состояния узлов энергооборудования и принятии решения о возможности их дальнейшей эксплуатации или необходимости демонтажа. Кроме упомянутых документов должны храниться материалы по ис-

следованию металла при расследовании аварий или отказов энергооборудования, заключения лаборатории металлов (ТЭС и энергообъединений), годовые отчеты лаборатории металлов, отчеты и заключения других организаций.

4.13.6. Входной контроль должен проводиться в целях определения технического уровня поставляемых узлов и деталей, а также получения данных для сравнительной оценки состояния основного и наплавленного металла до начала работы оборудования и при последующем эксплуатационном контроле, определения уровня их свойств для оценки соответствия техническим условиям.

Входной контроль – контроль продукции поставщика, поступившей к потребителю или заказчику и предназначенной для использования при изготовлении, ремонте или эксплуатации продукции (как указано в [23]), выполняется в соответствии с [24], при этом необходимо оказывать воздействие на заводы-изготовители путем рекламационной работы для обеспечения ими безусловного выполнения поставок продукции высокого качества.

Действия руководства энергопредприятия в случае выявления брака должны соответствовать [25].

4.13.7. Входному контролю подлежит металл вновь вводимых теплоэнергетических установок, а также вновь устанавливаемых при ремонте эксплуатируемого оборудования узлов и деталей. Методы и объемы входного контроля за состоянием металла должны быть определены нормативными документами.

В [1] указаны методы и объемы контроля металла узлов и деталей энергооборудования. Новые методы контроля (не указанные в [1]) могут быть применены лишь после утверждения РАО «ЕЭС России», однако опробование их в условиях ТЭС может производиться в качестве дополнительных (к обязательным) методов.

Входной контроль осуществляется службами или лабораториями металлов и сварки энергосистем, электростанций или производственных ремонтных предприятий. К выполнению входного контроля металла могут привлекаться и другие компетентные организации. Во всех случаях предприятия, производящие контроль металла, должны располагать лицензией на право проведения соответствующей работы.

4.13.8. Эксплуатационный контроль должен быть организован для оценки изменения состояния металла элементов оборудования и определения его пригодности к дальнейшей эксплуатации в пределах нормативного срока службы.

Для повышения надежности работы теплоэнергетического оборудования и предотвращения повреждений, которые могут быть вызваны дефектами изготовления деталей, а также развитием процессов ползучести, эрозии, коррозии, снижением прочностных и пластических характеристик, организуется эксплуатационный контроль за состоянием основного и наплавленного металлов в пределах паркового ресурса [2, 3].

При эксплуатационном контроле свойства металла и коэффициент запаса прочности должны соответствовать требованиям технических условий и правил Госгортехнадзора Российской Федерации [11–13].

Эксплуатационный контроль регламентируется [2, 3].

4.13.9. Техническое диагностирование основных элементов энергооборудования (гибов трубопроводов, барабанов, коллекторов котла, паропроводов, сосудов, корпусов цилиндров, стопорных клапанов, роторов турбин) проводится в целях определения дополнительного срока службы (после нормативного) и разработки мероприятий, обеспечивающих надежную работу в течение указанного времени.

Техническое диагностирование сосудов проводится после исчерпания сроков службы, указанных в паспорте на сосуд.

Техническое диагностирование котлов рекомендуется проводить в период их эксплуатации в пределах назначенного срока службы, после истечения назначенного срока службы, а также после аварии.

Периодичность, методы и объем технического диагностирования в пределах назначенного срока определяются требованиями «Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов».

При необходимости к техническому диагностированию следует привлекать специализированные научно-исследовательские организации.

Техническое диагностирование котлов, проработавших 40 лет и более или потерпевших аварию, а также оборудования, поступившего по импорту, должно выполняться специализированными организациями, которые предварительно составляют индивидуальные программы технического диагностирования.

Подготовку к техническому диагностированию должен проводить владелец оборудования [26–28].

4.13.10. Для оценки состояния основного и наплавленного металла должны применяться, как правило, неразрушающие методы контроля, соответствующие положениям нормативной документации.

Основным видом контроля основного и наплавленного металлов является неразрушающий контроль, выполняемый по утвержденным методикам.

Обязательно должны использоваться заводские инструкции по эксплуатации приборов, применяемых для контроля.

Кроме методик и отраслевых НТД, указанных выше, могут применяться методики [29–31].

Приборы должны подвергаться госповерке.

4.13.11. При техническом диагностировании оценка фактического состояния металла, как правило, проводится по вырезкам.

Пояснений не требуется.

4.13.12. При неудовлетворительных результатах контроля за металлом ответственных деталей и узлов (гибов трубопроводов, барабанов, коллекторов котла, главных паропроводов, сосудов, корпусов цилиндров, стопорных клапанов, роторов турбины и т. п.) или выработке ими нормативного срока службы создается экспертно-техническая комиссия (ЭТК), которая рассматривает результаты контроля за состоянием металла за все время эксплуатации, заключение экспертной организации, проводившей техническое диагностирование оборудования, другие необходимые документы и принимает решение о ремонте этих узлов и деталей и оставлении их в работе либо обосновывает необходимость их демонтажа или проведения восстановительной термической обработки.

Пояснений не требуется.

4.13.13. Для конкретной электростанции допускается разработка производственной инструкции по контролю за состоянием металла, учитывающей особенности эксплуатации этой электростанции. При соответствующем техническом обосновании производственная инструкция может отличаться от общепринятой инструкции по объему и срокам проведения контроля.

Пояснений не требуется.

Список использованной литературы

1. Инструкция по объему и порядку проведения входного контроля металла электрооборудования до ввода его в эксплуатацию с давлением 9 МПа и выше: РД 34.17.401–95. – 1997.

2. Типовая инструкция по контролю и продлению срока службы металла основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций: РД 34.17.421–92.

3. Дополнения и изменения к «Типовой инструкции по контролю и продлению срока службы металла основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций» РД 34.17.421–92. – 1994.

4. Положение об оценке ресурса, порядке контроля и замены гибов необогреваемых труб котлов с рабочим давлением 10 и 14 МПа: П 34-70-005–85; РД 34.17.417–85.

5. Методические указания. Преобразователи ультразвуковые для контроля металла роторов паровых турбин со стороны осевого канала. Методы измерения основных параметров: РД 34.17.438–95. – 1996.

6. Инструкция по ультразвуковому контролю цельнокованых роторов паровых турбин со стороны осевого канала: И 34-70-005–82. – 1984.

7. Положение о порядке продления срока эксплуатации корпусов ПВД и ПНД свыше 30 лет: РД 34.17.428–90.

8. Методические указания по химическому и физико-химическому фазовому анализам металла энергооборудования тепловых электростанций: РД 34.17.414–95.

9. Сборник распорядительных документов по эксплуатации энергосистем (Теплотехническая часть). Ч. I. (Разд. 1–3). – 1991.

10. Типовое положение о лаборатории металлов: ТП 34-70-023–86. – 1987.

11. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. ПБ 10-574–03. Сер. 10. Вып. 24. – М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2003.

12. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением: ПБ-10-576–03. Сер. 03. Вып. 24. – М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2003.

13. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. ПБ-10-573–03. Сер. 10. Вып. 28. – М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2003.

14. ОСТ 108.001.114–80. Надежность изделий энергомашиностроения. Система сбора и обработки информации с мест эксплуатации, ремонта и с предприятий-изготовителей. Основные положения. – М.: НПО ЦКТИ, 1980.

15. Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем электростанций, электрических и тепловых сетей: РД 34.20.801–2000.

16. Методические указания по расследованию причин повреждений металла лопаточного аппарата и дисков паровых турбин электростанций: РД 34.17.424–87. – 1988.

17. Характерные повреждения труб поверхностей нагрева котлов энергетических блоков в 1967 и 1968 гг. – М.: Энергия, 1971.

18. Пособие по оценке причин повреждений металла труб котлов, паропроводов и их сварных соединений. Основные виды изломов поврежденных деталей тепломеханического оборудования. – Свердловск: Свердловэнергоремонт, ЦНИМ, 1990.

19. ОСТ 34-70-690–84. Металл паросилового оборудования электростанций. Методы металлографического анализа в условиях эксплуатации.

20. Методические указания по применению электропотенциального метода измерений глубины трещин в металле электрооборудования: РД 34.17.412–88. – 1990.

21. Инструкция по дефектоскопии гибов трубопроводов из перлитной стали: РД 34.17.418 (И № 23 СД-80). – 1981.

22. Котлы паровые и водогрейные, трубопроводы пара и горячей воды, сосуды, сварные соединения, контроль качества, ультразвуковой контроль. Основные положения (ОП 501 ЦД-97): РД 34.17.302–97.

23. ГОСТ 16504–81. Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения.

24. Типовая инструкция по организации и проведению входного контроля энергетического оборудования и средств управления на энергопредприятиях Минтопэнерго СССР: ТИ 34-70-064–87.

25. Методические указания. Порядок составления актов о приемке продукции производственно-технического назначения по количеству и качеству и ведения претензионной работы в системе Минэнерго СССР: РД 34-15-1–86. – 1987.

26. Методические указания о техническом диагностировании котлов с рабочим давлением до 4,0 МПа: РД 34.17.435–95.

27. Методические указания о порядке проведения работ при оценке индивидуального ресурса паровых турбин и продлении срока их эксплуатации сверх паркового ресурса: РД 34.17.440–96.

28. Методические указания по техническому диагностированию и продлению срока службы сосудов, работающих под давлением: РД 34.17.439–96.

29. Методические указания по ультразвуковому измерению толщины стенок входных участков змеевиков ПВД. – 1979.

30. Временное положение по магнитному контролю накипеобразования и коррозии парогенерирующих труб котлов тепловых электростанций. 1980.

31. Методические указания по ультразвуковой дефектоскопии угловых сварных соединений штуцеров с донышками коллекторов паровых котлов тепловых электростанций: РД 34.17.307–89. – 1990.

32. Основные положения по обследованию и технологии ремонта барабанов котлов высокого давления из стали 16ГНМ, 16ГНМА и 22К. – 1978.

33. Предварительная методика отбора проб из котельных барабанов в виде «пробок» для проведения механических испытаний. – М.: ЦНИИТМАШ, 1968.

34. Положение о порядке демонтажа физически изношенного генерирующего оборудования тепловых электростанций Минэнерго СССР: П 34-00-001–82. – 1983.

Содержание

ПРЕДИСЛОВИЕ 3

4.1. ТОПЛИВНО-ТРАНСПОРТНОЕ ХОЗЯЙСТВО 4

Твердое топливо 12

Жидкое топливо 34

Особенности приема, хранения и подготовки к сжиганию жидкого топлива газотурбинных установок 44

Газообразное топливо 48

4.2. ПЫЛЕПРИГОТОВЛЕНИЕ 58

4.3. ПАРОВЫЕ И ВОДОГРЕЙНЫЕ КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ ... 79

4.4. ПАРОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ 127

4.5. БЛОЧНЫЕ УСТАНОВКИ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ .. 176

4.6. ГАЗОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ (АВТОНОМНЫЕ И РАБОТАЮЩИЕ В СОСТАВЕ ПГУ) 199

4.7. СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ 228

4.8. ВОДОПОДГОТОВКА И ВОДНО-ХИМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ 257

Водоподготовка и коррекционная обработка воды 262

Химический контроль 269

Нормы качества пара и воды 274

4.9. ТРУБОПРОВОДЫ И АРМАТУРА 316

4.10. ЗОЛОУЛАВЛИВАНИЕ И ЗОЛОУДАЛЕНИЕ 325

Золоулавливающие установки 325

Системы золошлакоудаления и золоотвалы 332

4.11. СТАНЦИОННЫЕ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ 348

4.12. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ 364

4.13. КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ МЕТАЛЛА 405

Нормативно-производственное издание

Пособие для изучения Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей (тепломеханическая часть)

Технический редактор *О. А. Сигутова*
Компьютерная верстка и графика *М. А. Толокновой*
Корректоры: *В. В. Смирнова, Т. И. Орехова*

Санитарно-эпидемиологическое заключение
№ 77.99.02.953.П.000413.03.04 от 12.03.2004

Подписано в печать 15.10.2004. Формат 70×100$^{1}/_{16}$. Гарнитура Таймс.
Бумага офсетная. Усл. печ. л. 33,8. Уч.-изд. л. 34,0.
Тираж 5 000 экз. (1-й завод 1–1 500 экз.). Изд. № 422. Заказ № 1073.

ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС».
115201, г. Москва, Каширское ш., д. 22, корп. 3.
Тел./факс: (095) 113-53-90.
E-mail:adres@enas.ru
http://www.enas.ru

Отпечатано с готовых диапозитивов
в ГМП «Первая Образцовая типография»
Министерства Российской Федерации по делам печати,
телерадиовещания и средств массовых коммуникаций.
115054, г. Москва, ул. Валовая, д. 28.