МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

УТВЕРЖДЕНО

Приказом Минэнерго России
от 24.03.03 № 115

ЗАРЕГИСТРИРОВАНО

Минюстом России 02.04.03,
регистрационный № 4358

ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОВЫХ ЭНЕРГОУСТАНОВОК

Обязательны для всех потребителей электроэнергии
независимо от их ведомственной принадлежности
и форм собственности

Правила вводятся в действие с 1 октября 2003 г.

СОГЛАСОВАНО

Госгортехнадзором России
№ БК-03-35/288 от 30.09.02

СОГЛАСОВАНО

Госстроем России
№ ЛЧ-7 385/12 от 09.12.02

gost.e-ecolog.ru

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящие Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок (далее – Правила) устанавливают основные организационные и технические требования к эксплуатации тепловых энергоустановок, выполнение которых обеспечивает их исправное состояние, безопасную эксплуатацию, а также надежную и экономичную работу.

Правила распространяются на проектные, строительные, монтажные, ремонтно-наладочные работы и эксплуатацию тепловых энергоустановок.

Правила не отменяют действие Правил Госгортехнадзора России в части устройства тепловых энергоустановок и их безопасной эксплуатации и не противоречат им.

Правила вводятся в действие с 01.10.03. Одновременно признаются не действующими на территории Российской Федерации «Правила эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей», 3-е издание.

Действующие и выпускаемые ведомственные нормативно-технические документы по эксплуатации тепловых энергоустановок должны быть приведены в соответствие с настоящими Правилами.

ТЕРМИНЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ПРАВИЛАХ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОВЫХ ЭНЕРГОУСТАНОВОК, ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Бак-аккумулятор горячей воды (БАГВ)	Емкость, предназначенная для хранения горячей воды в целях выравнивания суточного графика расхода воды в системах теплоснабжения, а также для создания и хранения запаса подпиточной воды на источниках теплоты
Водоподогреватель	Устройство, находящееся под давлением выше атмосферного, служащее для нагревания воды водяным паром, горячей водой или другим теплоносителем
Габаритные размеры	Высота, ширина и глубина установки с изоляцией и обшивкой, а также с укрепляющими или опорными элементами, но без учета выступающих приборов, труб отбора проб, импульсных трубок и др.
Границы (пределы) котла по пароводяному тракту	Запорные устройства: питательные, предохранительные, дренажные и другие клапаны, вентили и задвижки, отделяющие внутренние полости элементов котла от присоединенных к ним трубопроводов. При отсутствии запорных устройств пределами котла следует считать первые от котла фланцевые или сварные соединения
Давление пробное	Избыточное давление, при котором должно производиться гидравлическое испытание тепловых энергоустановок и сетей на прочность и плотность
Давление разрешенное	Максимальное допустимое, избыточное давление, установленное по результатам технического освидетельствования или контрольного расчета на прочность

Давление рабочее	Максимальное избыточное давление на входе в тепловую энергоустановку или ее элемент, определяемое по рабочему давлению трубопроводов с учетом сопротивления и гидростатического давления
Закрытая система теплоснабжения	Водяная система теплоснабжения, в которой не предусматривается использование сетевой воды потребителями путем ее отбора из тепловой сети
Индивидуальный тепловой пункт	Тепловой пункт, предназначенный для присоединения систем теплопотребления одного здания или его части
Источник тепловой энергии (теплоты)	Теплогенерирующая энергоустановка или их совокупность, в которой производится нагрев теплоносителя за счет передачи теплоты сжигаемого топлива, а также путем электронагрева или другими, в том числе нетрадиционными способами, участвующая в теплоснабжении потребителей
Консервация	Комплекс мероприятий по обеспечению определенного технической документацией срока хранения или временного бездействия тепловых энергоустановок и сетей (оборудования, запасных частей, материалов и др.) путем предохранения от коррозии, механических и других воздействий человека и внешней среды
Котел водогрейный	Устройство, в топке которого сжигается топливо, а теплота сгорания используется для нагрева воды, находящейся под давлением выше атмосферного и используемой в качестве теплоносителя вне этого устройства
Котел паровой	Устройство, в топке которого сжигается топливо, а теплота сгорания используется для производства водяного пара с давлением выше атмосферного, используемого вне этого устройства
Котел-утилизатор	Устройство, служащее для нагревания теплоносителя продуктами сгорания топлива, отработавшими в другом устройстве

Котельная	Комплекс технологически связанных тепловых энергоустановок, расположенных в обособленных производственных зданиях, встроенных, пристроенных или надстроенных помещениях с котлами, водонагревателями (в том числе установками нетрадиционного способа получения тепловой энергии) и котельно-вспомогательным оборудованием, предназначенный для выработки теплоты
Открытая водяная система теплоснабжения	Водяная система теплоснабжения, в которой вся сетевая вода или ее часть используется путем ее отбора из тепловой сети для удовлетворения нужд потребителей в горячей воде
Показатель энергоэффективности	Абсолютная или удельная величина потребления или потери энергоресурсов, установленная государственными стандартами и (или) иными нормативными техническими документами
Предохранительные клапаны	Устройства, предохраняющие котлы, сосуды, трубопроводы и т. п. от повышения давления внутри них сверх установленного
Сетевая вода	Специально подготовленная вода, которая используется в водяной системе теплоснабжения в качестве теплоносителя
Система теплопотребления	Комплекс тепловых энергоустановок с соединительными трубопроводами и (или) тепловыми сетями, которые предназначены для удовлетворения одного или нескольких видов тепловой нагрузки
Система теплоснабжения	Совокупность взаимосвязанных источников теплоты, тепловых сетей и систем теплопотребления
Стационарный котел	Котел, установленный на неподвижном фундаменте
Тепловая сеть	Совокупность устройств, предназначенных для передачи и распределения теплоносителя и тепловой энергии

Тепловая энергоустановка	Энергоустановка, предназначенная для производства или преобразования, передачи, накопления, распределения или потребления тепловой энергии и теплоносителя
Тепловой насос	Устройство, осуществляющее перенос теплоты с низкого уровня температуры (от воздуха, грунта, воды) на более высокий температурный уровень для целей нагрева
Тепловой пункт	Комплекс устройств, расположенный в обособленном помещении, состоящий из элементов тепловых энергоустановок, обеспечивающих присоединение этих установок к тепловой сети, их работоспособность, управление режимами теплопотребления, трансформацию, регулирование параметров теплоносителя
Теплогенерирующая энергоустановка (ТГЭ)	Тепловая энергоустановка, предназначенная для выработки тепловой энергии (теплоты)
Теплозащита зданий	Свойство совокупности ограждающих конструкций, образующих замкнутое внутреннее пространство здания, препятствовать переносу теплоты между помещениями и наружной средой, а также между помещениями с различной температурой воздуха
Теплопотребляющая энергоустановка (ТЭ)	Тепловая энергоустановка или комплекс устройств, предназначенные для использования теплоты и теплоносителя на нужды отопления, вентиляции, кондиционирования, горячего водоснабжения и технологические нужды
Центральный тепловой пункт	Тепловой пункт, предназначенный для присоединения систем теплопотребления двух и более зданий
Эксплуатация	Период существования тепловой энергоустановки, включая подготовку к использованию (наладка и испытания), использование по назначению, техническое обслуживание, ремонт и консервацию

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок (далее Правила) устанавливают требования по технической эксплуатации следующих тепловых энергоустановок:

производственных, производственно-отопительных и отопительных котельных с абсолютным давлением пара не более 4,0 МПа и с температурой воды не более 200 °С на всех видах органического топлива, а также с использованием нетрадиционных возобновляемых энергетических ресурсов;

паровых и водяных тепловых сетей всех назначений, включая насосные станции, системы сбора и возврата конденсата и другие сетевые сооружения;

систем теплопотребления всех назначений (технологических, отопительных, вентиляционных, горячего водоснабжения, кондиционирования воздуха), теплопотребляющих агрегатов, тепловых сетей потребителей, тепловых пунктов, других сооружений аналогичного назначения.

1.2. Настоящие Правила не распространяются на тепловые энергоустановки:

тепловых электростанций;

морских и речных судов и плавучих средств;

подвижного состава железнодорожного и автомобильного транспорта.

1.3. Электрооборудование тепловых энергоустановок должно соответствовать правилам устройства электроустановок и эксплуатироваться в соответствии с правилами технической эксплуатации и правилами безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

1.4. Устройство и безопасная эксплуатация поднадзорных Госгортехнадзору России паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды, газового хозяйства должны соответствовать требованиям, установленным Госгортехнадзором России.

1.5. В организациях, осуществляющих эксплуатацию тепловых энергоустановок, ведется их учет в соответствии с прил. 1 к настоящим Правилам.

1.6. Надзор за соблюдением требований настоящих Правил, рациональным и эффективным использованием топливно-энергетических ресурсов в организациях независимо от форм собственности и ведомственной принадлежности осуществляют органы государственного энергетического надзора.

1.7. Ответственность за выполнение настоящих Правил несет руководитель организации, являющейся собственником тепловых энергоустановок, или технический руководитель, на которого возложена эксплуатационная ответственность за тепловые энергоустановки, в соответствии с законодательством Российской Федерации.

2. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОВЫХ ЭНЕРГОУСТАНОВОК

2.1. Общие положения

2.1.1. Эксплуатация тепловых энергоустановок организации осуществляется подготовленным теплоэнергетическим персоналом.

В зависимости от объема и сложности работ по эксплуатации тепловых энергоустановок в организации создается энергослужба, укомплектованная соответствующим по квалификации теплоэнергетическим персоналом. Допускается проводить эксплуатацию тепловых энергоустановок специализированной организацией.

2.1.2. Ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок и его заместитель назначаются распорядительным документом руководителя организации из числа управленческого персонала и специалистов организации.

2.1.3. Распорядительным документом руководителя организации устанавливаются границы ответственности производственных подразделений за эксплуатацию тепловых энергоустановок. Руководитель определяет ответственность должностных лиц структурных подразделений и служб, исходя из структуры производства, транспортировки, распределения и потребления тепловой энергии и теплоносителя, предусмотрев указанную ответственность должностными обязанностями работников и возложив ее приказом или распоряжением.

2.1.4. При несоблюдении настоящих Правил, вызвавшем нарушения в работе тепловой энергоустановки или тепловой сети, пожар или несчастный случай, персональную ответственность несут:

работники, непосредственно обслуживающие и ремонтирующие тепловые энергоустановки, – за каждое нарушение, происшедшее по их вине, а также за неправильные действия при ликвидации нарушений в работе тепловых энергоустановок на обслуживаемом ими участке;

оперативный и оперативно-ремонтный персонал, диспетчеры – за нарушения, допущенные ими или непосредственно подчиненным им персоналом, выполняющим работу по их указанию (распоряжению);

управленческий персонал и специалисты цехов и отделов организации, отопительных котельных и ремонтных предприятий; начальники,

их заместители, мастера и инженеры местных производственных служб, участков и ремонтно-механических служб; начальники, их заместители, мастера и инженеры районов тепловых сетей – за неудовлетворительную организацию работы и нарушения, допущенные ими или их подчиненными;

руководители организации, эксплуатирующей тепловые энергоустановки, и их заместители – за нарушения, происшедшие на руководимых ими предприятиях, а также в результате неудовлетворительной организации ремонта и невыполнения организационно-технических предупредительных мероприятий;

руководители, а также специалисты проектных, конструкторских, ремонтных, наладочных, исследовательских и монтажных организаций, производивших работы на тепловых энергоустановках, – за нарушения, допущенные ими или их подчиненным персоналом.

2.1.5. Разграничение ответственности за эксплуатацию тепловых энергоустановок между организацией-потребителем тепловой энергии и энергоснабжающей организацией определяется заключенным между ними договором энергоснабжения.

2.2. Задачи персонала

2.2.1. Руководитель организации обеспечивает:

содержание тепловых энергоустановок в работоспособном состоянии и их эксплуатацию в соответствии с требованиями настоящих Правил, требованиями безопасности и охраны труда, соблюдения промышленной и пожарной безопасности в процессе эксплуатации оборудования и сооружений, а также в соответствии с другими нормативно-техническими документами;

своевременное и качественное проведение профилактических работ, ремонта, модернизации и реконструкции тепловых энергоустановок;

разработку должностных и эксплуатационных инструкций для персонала;

обучение персонала и проверку знаний правил эксплуатации, техники безопасности, должностных и эксплуатационных инструкций;

поддержание исправного состояния, экономичную и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок;

соблюдение требований нормативно-правовых актов и нормативно-технических документов, регламентирующих взаимоотношения производителей и потребителей тепловой энергии и теплоносителя;

предотвращение использования технологий и методов работы, оказывающих отрицательное влияние на людей и окружающую среду;

учет и анализ нарушений в работе тепловых энергоустановок, несчастных случаев и принятие мер по предупреждению аварийности и травматизма;

беспрепятственный доступ к энергоустановкам представителей органов государственного надзора с целью проверки их технического состояния, безопасной эксплуатации и рационального использования энергоресурсов;

выполнение предписаний органов государственного надзора в установленные сроки.

2.2.2. Для непосредственного выполнения функций по эксплуатации тепловых энергоустановок руководитель организации назначает ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок организации и его заместителя из числа управленческого персонала или специалистов со специальным теплоэнергетическим образованием после проверки знаний настоящих Правил, правил техники безопасности и инструкций.

2.2.3. При потреблении тепловой энергии только для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок может быть возложена на работника из числа управленческого персонала и специалистов, не имеющего специального теплоэнергетического образования, но прошедшего обучение и проверку знаний в порядке, установленном настоящими Правилами.

2.2.4. Руководитель организации может назначить ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок структурных подразделений.

Если такие лица не назначены, то ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок структурных подразделений, независимо от их территориального расположения, несет ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок организации.

Взаимоотношения и распределение обязанностей между ответственными за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок структурных подразделений и ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок организации отражаются в их должностных инструкциях.

2.2.5. Ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок организации и ее подразделений обеспечивает:

содержание тепловых энергоустановок в работоспособном и технически исправном состоянии; эксплуатацию их в соответствии с тре-

бованиями настоящих Правил, правил техники безопасности и другой нормативно-технической документацией;

соблюдение гидравлических и тепловых режимов работы систем теплоснабжения;

рациональное расходование топливно-энергетических ресурсов; разработку и выполнение нормативов их расходования;

учет и анализ технико-экономических показателей тепловых энергоустановок;

разработку мероприятий по снижению расхода топливно-энергетических ресурсов;

эксплуатацию и внедрение автоматизированных систем и приборов контроля и регулирования гидравлических и тепловых режимов, а также учет тепловой энергии и теплоносителя;

своевременное техническое обслуживание и ремонт тепловых энергоустановок;

ведение установленной статистической отчетности;

разработку должностных инструкций и инструкций по эксплуатации;

подготовку персонала и проверку его знаний настоящих Правил, правил техники безопасности, должностных инструкций, инструкций по эксплуатации, охране труда и других нормативно-технических документов;

разработку энергетических балансов организации и их анализ в соответствии с установленными требованиями;

наличие и ведение паспортов и исполнительной документации на все тепловые энергоустановки;

разработку, с привлечением специалистов структурных подразделений, а также специализированных проектных и наладочных организаций, перспективных планов снижения энергоемкости выпускаемой продукции; внедрение энергосберегающих и экологически чистых технологий, утилизационных установок, использующих тепловые вторичные энергоресурсы, а также нетрадиционных способов получения энергии;

приемку и допуск в эксплуатацию новых и реконструируемых тепловых энергоустановок;

выполнение предписаний в установленные сроки и своевременное предоставление информации о ходе выполнения указанных предписаний в органы государственного надзора;

своевременное предоставление в органы госэнергонадзора и Госгортехнадзора России информации о расследовании произошедших технологических нарушений (аварий и инцидентов) в работе тепловых энергоустановок и несчастных случаев, связанных с их эксплуатацией.

2.3. Требования к персоналу и его подготовка

Общие положения

2.3.1. Эксплуатация тепловых энергоустановок осуществляется подготовленным персоналом. Специалисты должны иметь соответствующее их должности образование, а рабочие – подготовку в объеме требований квалификационных характеристик.

С целью предупреждения аварийности и травматизма в организации следует систематически проводить работу с персоналом, направленную на повышение его производственной квалификации.

2.3.2. В соответствии с принятой структурой в организации персонал, эксплуатирующий тепловые энергоустановки, подразделяется на:

руководящих работников;

руководителей структурного подразделения;

управленческий персонал и специалистов;

оперативных руководителей, оперативный и оперативно-ремонтный персонал;

ремонтный.[1]

2.3.3. Персонал организации до допуска к самостоятельной работе или при переходе на другую работу (должность), связанную с эксплуатацией тепловых энергоустановок, а также при перерыве в работе по специальности свыше 6 мес. проходит подготовку по новой должности.

2.3.4. Для подготовки по новой должности работнику предоставляется срок, достаточный для ознакомления с оборудованием, аппаратурой, схемами и т. п. организации в соответствии с программой, утвержденной руководителем организации.

2.3.5. Программа производственного обучения по новой должности предусматривает:

изучение настоящих правил и нормативно-технических документов по эксплуатации тепловых энергоустановок;

изучение правил безопасности и других специальных правил, если это требуется при выполнении работы;

изучение должностных, эксплуатационных инструкций и инструкций по охране труда, планов (инструкций) ликвидации аварий, аварийных режимов;

изучение устройства и принципов действия технических средств безопасности, средств противоаварийной защиты;

---

[1] Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации, утвержденные приказом Минтопэнерго России от 19.02.2000 № 49 и зарегистрированные в Минюсте России 16.03.2000 № 2150.

изучение устройства и принципов действия оборудования, контрольно-измерительных приборов и средств управления;

изучение технологических схем и процессов;

приобретение практических навыков пользования средствами защиты, средствами пожаротушения и оказания первой помощи пострадавшим при несчастном случае;

приобретение практических навыков управления тепловыми энергоустановками (на тренажерах и других технических средствах обучения).

2.3.6. Необходимый уровень квалификации персонала организации определяет ее руководитель, что отражается в утвержденных положениях о структурных подразделениях и службах организации и (или) должностных инструкциях работников.

2.3.7. На время подготовки по новой должности обучаемый персонал распоряжением по организации (для управленческого персонала и специалистов) или по подразделению (для рабочих) прикрепляется к опытному работнику из теплоэнергетического персонала.

2.3.8. Обязательные формы работы с различными категориями работников:

2.3.8.1. С руководящими работниками организации:

вводный инструктаж по безопасности труда;

проверка органами госэнергонадзора знаний правил, норм по охране труда, правил технической эксплуатации, пожарной безопасности.

2.3.8.2. С руководителем структурного подразделения:

вводный и целевой инструктаж по безопасности труда;

проверка органами госэнергонадзора знаний правил, норм по охране труда, правил технической эксплуатации, пожарной безопасности.

2.3.8.3. С управленческим персоналом и специалистами:

вводный и целевой инструктаж по безопасности труда;

проверка знаний правил, норм по охране труда, правил технической эксплуатации, пожарной безопасности;

пожарно-технический минимум.

2.3.8.4. С оперативными руководителями, оперативным и оперативно-ремонтным персоналом:

вводный, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый и целевой инструктажи по безопасности труда, а также инструктаж по пожарной эксплуатации;

подготовка по новой должности или профессии с обучением на рабочем месте (стажировка);

проверка знаний правил, норм по охране труда, правил технической эксплуатации, пожарной безопасности;

дублирование;

специальная подготовка;

контрольные противоаварийные и противопожарные тренировки.

2.3.8.5. С ремонтным персоналом:

вводный, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый и целевой инструктажи по безопасности труда, а также инструктаж по пожарной эксплуатации;

подготовка по новой должности или профессии с обучением на рабочем месте (стажировка);

проверка знаний правил, норм по охране труда, правил технической эксплуатации.

Стажировка

2.3.9. Стажировку проходят ремонтный, оперативный, оперативно-ремонтный персонал и оперативные руководители перед первичной проверкой знаний при поступлении на работу, а также при назначении на новую должность или при переводе на другое рабочее место. Стажировка проводится под руководством опытного обучающего работника.

2.3.10. Стажировка осуществляется по программам, разработанным для каждой должности и рабочего места и утвержденным руководителем организации. Продолжительность стажировки составляет 2–14 смен.

Руководитель организации или подразделения может освобождать от стажировки работника, имеющего стаж по специальности не менее 3 лет, переходящего из одного структурного подразделения в другое, если характер его работы и тип оборудования, на котором он работал ранее, не меняются.

2.3.11. Допуск к стажировке оформляется распорядительным документом руководителя организации или структурного подразделения. В документе указываются календарные сроки стажировки и фамилии лиц, ответственных за ее проведение.

2.3.12. Продолжительность стажировки устанавливается индивидуально в зависимости от уровня профессионального образования, опыта работы, профессии (должности) обучаемого.

2.3.13. В процессе стажировки работнику необходимо:

усвоить настоящие Правила и другие нормативно-технические документы, их практическое применение на рабочем месте;

изучить схемы, инструкции по эксплуатации и инструкции по охране труда, знание которых обязательно для работы в данной должности (профессии);

отработать четкое ориентирование на своем рабочем месте;

приобрести необходимые практические навыки в выполнении производственных операций;

изучить приемы и условия безаварийной, безопасной и экономичной эксплуатации обслуживаемого оборудования.

Проверка знаний

2.3.14. Проверка знаний настоящих Правил, должностных и эксплуатационных инструкций производится:

первичная – у работников, впервые поступивших на работу, связанную с обслуживанием энергоустановок, или при перерыве в проверке знаний более 3 лет;

периодическая – очередная и внеочередная.

2.3.15. Очередная проверка знаний проводится не реже 1 раза в 3 года, при этом для персонала, принимающего непосредственное участие в эксплуатации тепловых энергоустановок, их наладке, регулировании, испытаниях, а также лиц, являющихся ответственными за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок, – не реже 1 раза в год.

2.3.16. Время следующей проверки устанавливается в соответствии с датой последней проверки знаний. Если срок проверки знаний истекает во время отпуска или болезни работника, допускается продление этого срока на 1 месяц со дня выхода на работу. Решение о продлении срока действия удостоверения специально не оформляется.

2.3.17. Внеочередная проверка знаний проводится независимо от срока проведения предыдущей проверки:

при введении в действие новых или переработанных норм и правил;

при установке нового оборудования, реконструкции или изменении главных технологических схем (необходимость внеочередной проверки в этом случае определяет руководитель организации);

при назначении или переводе на другую работу, если новые обязанности требуют дополнительных знаний норм и правил;

при нарушении работниками требований нормативных актов по охране труда;

по требованию органов государственного надзора;

по заключению комиссий, расследовавших несчастные случаи с людьми или нарушения в работе тепловых энергоустановок;

при перерыве в работе в данной должности более 6 месяцев.

2.3.18. Объем знаний для внеочередной проверки и дату ее проведения определяет руководитель организации с учетом требований настоящих Правил.

Внеочередная проверка, проводимая по требованию органов государственного надзора, а также после происшедших аварий, инцидентов и несчастных случаев, не отменяет сроков очередной проверки по графику.

Внеочередная проверка знаний любого работника, связанная с нарушением им требований норм и правил, аварией, инцидентом в работе энергоустановок или несчастным случаем, может проводиться в комиссии органов государственного энергетического надзора.

В случае внесения изменений и дополнений в действующие правила внеочередная проверка не проводится, а они доводятся до сведения работников с оформлением в журнале регистрации инструктажа на рабочем месте.

2.3.19. Проверка знаний в организации осуществляется по графикам, утвержденным ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок. Работники, знания которых подлежат проверке, должны быть ознакомлены с утвержденным графиком проверок знаний. Перед очередной (внеочередной) проверкой знаний работников проводится предэкзаменационная подготовка (семинары, лекции, консультации и другие учебные мероприятия). Подготовка может проводиться в специализированных образовательных учреждениях или по месту работы.

2.3.20. Проверка знаний настоящих Правил у ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок, их заместителей, а также специалистов по охране труда, в обязанности которых входит контроль за эксплуатацией тепловых энергоустановок, проводится в комиссии органов государственного энергетического надзора.

2.3.21. Для проведения проверки знаний персонала руководитель организации назначает постоянно действующую комиссию.

Для организаций, не имеющих возможности для создания комиссии, проверка знаний может проводиться в комиссиях органов государственного энергетического надзора в соответствии с правилами работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации.

2.3.22. Представители органов государственного надзора, по их решению, могут принимать участие в работе комиссии по проверке знаний всех уровней.

2.3.23. Результаты проверки знаний оформляются в журнале установленной формы и подписываются всеми членами комиссии (прил. 2).

Персоналу, успешно прошедшему проверку знаний, руководителем организации выдается удостоверение согласно образцу (прил. 3).

2.3.24. Для проверяемого, получившего неудовлетворительную оценку, повторная проверка знаний назначается в срок не позднее 1 месяца со дня проверки.

Срок действия удостоверения для работника, получившего неудовлетворительную оценку, может быть продлен до срока, назначенного комиссией для второй проверки, если нет записанного в журнал проверки знаний специального решения комиссии о временном отстранении работника от работы в тепловых энергоустановках.

Работник, получивший неудовлетворительную оценку при повторной проверке знаний, отстраняется от работы, связанной с обслуживанием тепловых энергоустановок.

2.3.25. Подготовка специалистов и рабочих для строящихся, расширяемых, реконструируемых и модернизируемых тепловых энергоустановок осуществляется с опережением сроков ввода этих объектов. При определении продолжительности подготовки учитываются теоретическое и практическое обучение (в том числе стажировка на действующих энергоустановках), участие в пусконаладочных работах вводимого оборудования объекта.

Дублирование при эксплуатации тепловых энергоустановок

2.3.26. Дублирование проходит оперативный, оперативно-ремонтный персонал и оперативные руководители после первичной проверки знаний настоящих Правил, длительного (более 6 месяцев) перерыва в работе или в других случаях по усмотрению руководителя организации или структурного подразделения.

2.3.27. Допуск к дублированию оформляется распорядительным документом руководителя организации или структурного подразделения.

В этом документе указываются срок дублирования и лицо, ответственное за подготовку дублера.

О допусках к дублированию оперативных руководителей уведомляются соответствующие оперативные службы организации, а также организации, с которыми ведутся оперативные переговоры.

За все действия дублера на рабочем месте отвечает в равной мере как основной работник, так и дублер.

2.3.28. Дублирование осуществляется по программам, утверждаемым руководителем организации.

При сезонном характере работы тепловых энергоустановок и необходимости в связи с этим принятия на работу дополнительного персонала дублирование на рабочем месте для всего персонала может быть

заменено противоаварийной и противопожарной тренировкой длительностью не менее 2 смен (дней), проводимой ответственным за безопасную эксплуатацию сезонных тепловых энергоустановок по программе, утвержденной руководителем организации.

2.3.29. Минимальная продолжительность дублирования после проверки знаний составляет:

для оперативных руководителей, старших операторов, операторов и обходчиков тепловых энергоустановок, персонала по обслуживанию автоматики и средств измерений – не менее 12 рабочих смен;

для других профессий – от 2 до 12 рабочих смен.

Продолжительность дублирования конкретного работника в зависимости от его уровня профессиональной подготовки, стажа и опыта работы устанавливается ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок организации или ее соответствующего подразделения.

2.3.30. В период дублирования, после проверки знаний, работник принимает участие в контрольных противоаварийных и противопожарных тренировках с оценкой результатов и оформлением в журнале противоаварийных тренировок.

Количество тренировок и их тематика определяются программой дублирования.

2.3.31. Если за время дублирования работник не приобрел достаточных производственных навыков или получил неудовлетворительную оценку по противоаварийной тренировке, допускается продление его дублирования, но не более основной продолжительности, и дополнительное проведение контрольных противоаварийных тренировок. Продление дублирования оформляется распорядительным документом руководителя организации.

Допуск к самостоятельной работе на тепловых энергоустановках

2.3.32. Вновь принятые работники или имевшие перерыв в работе более 6 месяцев получают право на самостоятельную работу после прохождения необходимых инструктажей по безопасности труда, обучения (стажировки) и проверки знаний, дублирования в объеме требований настоящих Правил.

2.3.33. Лица, допускаемые к работам, связанным с опасными, вредными и неблагоприятными производственными факторами, не должны иметь медицинских противопоказаний для выполнения этих работ.

2.3.34. Допуск к самостоятельной работе оформляется распорядительным документом руководителя организации или структурного подразделения.

О допуске к самостоятельной работе оперативного руководителя уведомляются соответствующие оперативные службы и организации, с которыми ведутся оперативные переговоры.

2.3.35. Действие допуска к самостоятельной работе лиц, для которых проверка знаний обязательна, сохраняется до срока очередной проверки и может быть прервано решением руководителя организации, структурного подразделения или органов государственного надзора при нарушении этими лицами настоящих Правил, должностных и эксплуатационных инструкций.

2.3.36. Работники, обслуживающие тепловые энергоустановки, подконтрольные органам Госгортехнадзора России, допускаются к самостоятельной работе после обучения и проверки знаний в соответствии с требованиями, установленными Госгортехнадзором России.

2.3.37. При перерыве в работе от 30 дней до 6 месяцев форму подготовки персонала для допуска к самостоятельной работе определяет руководитель организации или структурного подразделения с учетом уровня профессиональной подготовки работника, его опыта работы, служебных обязанностей и др. При этом в любых случаях проводится внеплановый инструктаж по безопасности труда.

2.3.38. Перед допуском персонал, имевший длительный перерыв в работе, независимо от проводимых форм подготовки, должен быть ознакомлен:

с изменениями в оборудовании, схемах и режимах работы тепловых энергоустановок;

с изменениями в инструкциях;

с вновь введенными в действие нормативно-техническими документами;

с новыми приказами, техническими распоряжениями и другими материалами по данной должности.

2.3.39. При длительном простое оборудования (консервации и др.) либо изменении условий его работы порядок допуска персонала к управлению им определяет руководитель организации.

2.3.40. Персонал ремонтных, наладочных и других специализированных организаций проходит подготовку, проверку знаний норм и правил и получает право самостоятельной работы в своих организациях.

2.3.41. Специализированные организации, которые командируют персонал для работы на тепловых энергоустановках заказчика, несут ответственность за уровень знаний и выполнение своим персоналом требований настоящих Правил и других нормативно-технических документов, которые действуют на тепловых энергоустановках заказчика.

Инструктажи по безопасности труда

2.3.42. Целью инструктажей является доведение до персонала особенностей эксплуатации тепловых энергоустановок и требований правил безопасности. Периодичность инструктажей устанавливает руководитель организации или ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок, но не реже 1 раза в 6 месяцев.

2.3.43. Вводный инструктаж проводится инженером по охране труда или другим назначенным лицом по программе, утвержденной руководителем предприятия.

Первичный инструктаж на рабочем месте проводится руководителем структурного подразделения по программе, утвержденной руководителем предприятия.

Контрольные противоаварийные и противопожарные тренировки

2.3.44. Работники из числа оперативного, оперативно-ремонтного персонала, оперативных руководителей проверяются в контрольной противоаварийной тренировке 1 раз в 3 месяца.

2.3.45. Работники из числа оперативного, оперативно-ремонтного и ремонтного персонала, оперативных руководителей организации, персонал постоянных участков ремонтных подразделений, обслуживающий тепловые энергоустановки, проверяются 1 раз в полугодие в одной контрольной противопожарной тренировке.

2.3.46. На вновь введенных в эксплуатацию тепловых энергоустановках, а также на действующих тепловых энергоустановках по решению руководителя организации число тренировок может быть увеличено в зависимости от уровня профессиональной подготовки и навыков персонала по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций.

2.3.47. Время, затраченное на проведение противоаварийных и противопожарных тренировок, включается в рабочее время тренирующихся. Допускается совмещение противоаварийных тренировок с противопожарными.

2.3.48. Противоаварийные тренировки по специально разработанным программам и в соответствии с тематическим планом проводятся на рабочих местах или на тренажерах. Допускается использование других технических средств. Результаты проведения противоаварийных и противопожарных тренировок заносятся в специальный журнал.

По окончании тренировки ее руководителем проводится разбор действий с оценкой общих результатов тренировки и индивидуальных действий ее участников. Результаты отражаются в журнале с об-

щей оценкой тренировки, замечаниями по действиям ее участников. Если действия большинства участников тренировки получили неудовлетворительную оценку, то тренировка по этой же теме проводится вторично в течение следующих 10 дней, при этом повторная тренировка как плановая не учитывается.

2.3.49. Лица, не принявшие без уважительных причин участия в тренировке в установленные сроки, к самостоятельной работе не допускаются.

2.3.50. Работник, получивший неудовлетворительную оценку при проведении тренировки, проходит повторную тренировку в сроки, определяемые руководителем организации или структурного подразделения.

2.3.51. При повторной неудовлетворительной оценке работник отстраняется от самостоятельной работы. Он проходит обучение и проверку знаний, объем и сроки которых определяет руководитель организации или структурного подразделения.

Специальная подготовка

2.3.52. Требование специальной подготовки распространяется на работников, эксплуатирующих тепловые энергоустановки, из числа оперативного, оперативно-ремонтного персонала, оперативных руководителей организаций.

Выполнение ежемесячных учебных противоаварийных тренировок не отменяет проведение контрольных тренировок в соответствии с настоящим разделом.

2.3.53. Специальная подготовка персонала, эксплуатирующего тепловые энергоустановки, проводится с отрывом от выполнения основных функций не реже 1 раза в месяц.

2.3.54. В объем специальной подготовки входит:

выполнение учебных противоаварийных и противопожарных тренировок, имитационных упражнений и других операций, приближенных к производственным;

изучение изменений, внесенных в схемы обслуживаемого оборудования;

ознакомление с текущими распорядительными документами по вопросам аварийности и травматизма;

проработка обзоров несчастных случаев и технологических нарушений, происшедших на тепловых энергоустановках;

проведение инструктажей по вопросам соблюдения правил технической эксплуатации, эксплуатационных и должностных инструкций;

разбор отклонений технологических процессов, пусков и остановок оборудования.

Перечень тематики специальной подготовки в зависимости от местных условий может быть дополнен руководителем организации.

2.3.55. Программу специальной подготовки и порядок ее реализации определяет руководитель организации.

Повышение квалификации

2.3.56. Повышение квалификации работников, эксплуатирующих тепловые энергоустановки, должно носить непрерывный характер и складываться из различных форм профессионального образования.

Ответственность за организацию повышения квалификации персонала возлагается на руководителя организации.

2.3.57. Краткосрочное обучение работников, эксплуатирующих тепловые энергоустановки, руководителей структурного подразделения и специалистов проводится по мере необходимости, но не реже 1 раза в год перед очередной проверкой знаний по месту работы или в образовательных учреждениях.

Продолжительность обучения составляет до трех недель.

2.3.58. Длительное периодическое обучение руководящих работников, эксплуатирующих тепловые энергоустановки, руководителей структурных подразделений и специалистов проводится не реже 1 раза в 5 лет в образовательных учреждениях.

2.3.59. Повышение квалификации работников проводится по программам обучения, согласованным в органах государственного энергетического надзора.

Обходы и осмотры рабочих мест

2.3.60. При эксплуатации тепловых энергоустановок периодически осуществляются обходы и осмотры рабочих мест, в том числе и в ночное время, результаты обхода рабочих мест заносятся в оперативную документацию.

Порядок их организации и проведения определяет руководитель организации.

2.3.61. Обходы рабочих мест проводятся с целью проверки:

выполнения персоналом правил, должностных инструкций и инструкций по эксплуатации, поддержания установленного режима работы оборудования;

соблюдения персоналом порядка приема-сдачи смены, ведения оперативной документации, производственной и трудовой дисциплины;

своевременного выявления персоналом имеющихся дефектов и неполадок в работе оборудования и оперативного принятия необходимых мер для их устранения;

правильного применения установленной системы нарядов-допусков при выполнении ремонтных и специальных работ;

поддержания персоналом гигиены труда на рабочем месте;

исправности и наличия на рабочих местах предохранительных приспособлений и средств защиты по технике безопасности и пожарной безопасности;

соответствия условий производственной деятельности санитарным нормам и правилам.

2.4. Приемка и допуск в эксплуатацию тепловых энергоустановок

2.4.1. Новые или реконструированные тепловые энергоустановки принимаются в эксплуатацию в порядке, установленном настоящими Правилами.

2.4.2. Допуск в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых энергоустановок осуществляют органы государственного энергетического надзора на основании действующих нормативно-технических документов.

2.4.3. Монтаж, реконструкция тепловых энергоустановок выполняются по проекту, утвержденному и согласованному в установленном порядке. Проекты тепловых энергоустановок должны соответствовать требованиям охраны труда и природоохранным требованиям.

2.4.4. Перед приемкой в эксплуатацию тепловых энергоустановок проводятся приемосдаточные испытания оборудования и пусконаладочные работы отдельных элементов тепловых энергоустановок и системы в целом.

В период строительства и монтажа зданий и сооружений проводятся промежуточные приемки узлов оборудования и сооружений, в том числе оформление актов скрытых работ в установленном порядке.

2.4.5. Испытания оборудования и пусконаладочные испытания отдельных систем проводятся подрядчиком (генподрядчиком) по проектным схемам после окончания всех строительных и монтажных работ по сдаваемым тепловым энергоустановкам.

2.4.6. Перед пусконаладочными испытаниями проверяется выполнение проектных схем, строительных норм и правил, государственных стандартов, включая стандарты безопасности труда, правил техники безопасности и промышленной санитарии, правил взрыво- и пожаробезопасности, указаний заводов-изготовителей, инструкций по монтажу оборудования и наличие временного допуска к проведению пусконаладочных работ.

2.4.7. Перед пробным пуском подготавливаются условия для надежной и безопасной эксплуатации тепловых энергоустановок:

укомплектовывается, обучается (с проверкой знаний) персонал;

разрабатываются эксплуатационные инструкции, инструкции по охране труда, пожарной безопасности, оперативные схемы, техническая документация по учету и отчетности;

подготавливаются и испытываются средства защиты, инструмент, запасные части, материалы и топливо;

вводятся в действие средства связи, сигнализации и пожаротушения, аварийного освещения и вентиляции;

проверяется наличие актов скрытых работ и испытания;

получается разрешение от надзорных органов.

2.4.8. Тепловые энергоустановки принимаются потребителем (заказчиком) от подрядной организации по акту. Для проведения пусконаладочных работ и опробования оборудования тепловые энергоустановки представляются органу государственного энергетического надзора для осмотра и выдачи временного разрешения.

2.4.9. Комплексное опробование проводится заказчиком. При комплексном опробовании проверяется совместная работа основных агрегатов и всего вспомогательного оборудования под нагрузкой.

Началом комплексного опробования тепловых энергоустановок считается момент их включения.

Комплексное опробование оборудования производится только по схемам, предусмотренным проектом.

Комплексное опробование оборудования тепловых энергоустановок считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы основного оборудования в течение 72 ч на основном топливе с номинальной нагрузкой и проектными параметрами теплоносителя. Комплексное опробование тепловых сетей – 24 ч.

При комплексном опробовании включаются предусмотренные проектом контрольно-измерительные приборы, блокировки, устройства сигнализации и дистанционного управления, защиты и автоматического регулирования.

Если комплексное опробование не может быть проведено на основном топливе или номинальная нагрузка и проектные параметры теплоносителя для тепловых энергоустановок не могут быть достигнуты по каким-либо причинам, не связанным с невыполнением работ, предусмотренных пусковым комплексом, решение провести комплексное опробование на резервном топливе, а также предельные параметры и нагрузки, принимаются и устанавливаются приемочной комиссией и отражаются в акте приемки в эксплуатацию пускового комплекса.

2.4.10. Если смонтированные тепловые энергоустановки передаются на техническое обслуживание энергоснабжающей организации, то техническая приемка их от монтажной и наладочной организаций проводится совместно с энергоснабжающей организацией.

2.4.11. Включение в работу тепловых энергоустановок производится после их допуска в эксплуатацию. Для наладки, опробования и приемки в работу тепловой энергоустановки срок временного допуска устанавливается по заявке, но не более 6 месяцев.

2.5. Контроль за эффективностью работы тепловых энергоустановок

2.5.1. Для эффективной эксплуатации тепловых энергоустановок организация обеспечивает:

учет топливно-энергетических ресурсов;

разработку нормативных энергетических характеристик тепловых энергоустановок;

контроль и анализ соблюдения нормативных энергетических характеристик и оценку технического состояния тепловых энергоустановок;

анализ энергоэффективности проводимых организационно-технических мероприятий;

ведение установленной государственной статистической отчетности;

сбалансированность графика отпуска и потребления топливно-энергетических ресурсов.

2.5.2. В тепловых энергоустановках должна быть обеспечена:

требуемая точность измерения расходов тепловой энергии, теплоносителей и технологических параметров работы;

учет (сменный, суточный, месячный, годовой) по установленным формам показателей работы оборудования, основанный на показаниях контрольно-измерительных приборов и информационно-измерительных систем.

2.5.3. Планирование режимов работы тепловых энергоустановок производится на долгосрочные и кратковременные периоды и осуществляется на основе:

данных суточных ведомостей и статистических данных организации за предыдущие дни и периоды;

прогноза теплопотребления на планируемый период;

данных о перспективных изменениях систем теплоснабжения;

данных об изменении заявленных нагрузок.

2.5.4. Организация периодически, но не реже 1 раза в 5 лет, проводит режимно-наладочные испытания и работы, по результатам которых составляются режимные карты, а также разрабатываются

нормативные характеристики работы элементов системы теплоснабжения. По окончании испытаний разрабатывается и проводится анализ энергетических балансов и принимаются меры к их оптимизации.

Ежегодно техническим руководителем организации утверждается перечень тепловых энергоустановок, на которых запланированы проведение режимно-наладочных испытаний и работ и сроки их проведения.

Характеристики и нормативы доводятся до эксплуатационного персонала в форме режимных карт, таблиц, графиков или приводятся в эксплуатационных инструкциях.

2.5.5. На тепловых энергоустановках внеочередные режимно-наладочные испытания и работы производятся в случаях:

модернизации и реконструкции;

изменения характеристик сжигаемого топлива;

изменения режимов производства, распределения и потребления тепловой энергии и теплоносителя;

систематического отклонения фактических показателей работы тепловых энергоустановок от нормативных характеристик.

2.5.6. Энергетические характеристики тепловых сетей составляются по следующим показателям: тепловые потери, потери теплоносителя, удельный расход электроэнергии на транспорт теплоносителя, максимальный и среднечасовой расход сетевой воды, разность температур в подающем и обратном трубопроводах.

2.6. Технический контроль за состоянием тепловых энергоустановок

2.6.1. В организациях необходимо организовать постоянный и периодический контроль технического состояния тепловых энергоустановок (осмотры, технические освидетельствования).

2.6.2. Все тепловые энергоустановки подвергаются техническому освидетельствованию с целью:

оценки их технического состояния;

установления сроков и условий их эксплуатации и определения мер, необходимых для обеспечения расчетного ресурса тепловой энергоустановки;

выявления потерь топливно-энергетических ресурсов;

составления тепловых балансов.

2.6.3. Технические освидетельствования тепловых энергоустановок разделяются на:

первичное (предпусковое) – проводится до допуска в эксплуатацию;

периодическое (очередное) – проводится в сроки, установленные настоящими Правилами или нормативно-техническими документами завода-изготовителя;

внеочередное – проводится в следующих случаях:

если тепловая энергоустановка не эксплуатировалась более 12 месяцев;

после ремонта, связанного со сваркой или пайкой элементов, работающих под давлением, модернизации или реконструкции тепловой энергоустановки;

после аварии или инцидента на тепловой энергоустановке;

по требованию органов государственного энергетического надзора, Госгортехнадзора России.

Результаты освидетельствования заносятся в паспорт тепловых энергоустановок и (или) сетей.

2.6.4. Техническое освидетельствование тепловых энергоустановок производится комиссией, назначенной руководителем организации. В состав комиссии включаются руководители и специалисты структурных подразделений организации. Председателем комиссии, как правило, назначается ответственное лицо за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок, либо специалист из теплоэнергетического персонала, имеющий соответствующий уровень квалификации.

Техническое освидетельствование оборудования тепловых энергоустановок и (или) сетей, подконтрольных Госгортехнадзору России, производится в соответствии с правилами Госгортехнадзора России.

2.6.5. Теплотехнические испытания, инструментальные измерения и другие диагностические работы на тепловых энергоустановках могут выполняться специализированными организациями. При проведении работ используются соответствующие средства измерений, методики и программы. Средства измерений должны соответствовать требованиям действующих нормативно-технических документов.

Методики и программы проведения испытаний, инструментальных измерений, проводимых на тепловых энергоустановках, должны быть согласованы специализированными организациями в органах государственного энергетического надзора.

2.6.6. Техническое состояние тепловых энергоустановок в процессе эксплуатации контролируется эксплуатирующим их персоналом.

Объем контроля устанавливается в соответствии с требованиями настоящих Правил и других нормативно-технических документов. Порядок контроля устанавливается местными должностными и эксплуатационными инструкциями.

2.6.7. Периодические осмотры тепловых энергоустановок производятся лицами, ответственными за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок.

Периодичность осмотров устанавливается настоящими Правилами. Результаты осмотров оформляются в журнале обходов и осмотров или оперативном журнале.

2.7. Техническое обслуживание, ремонт и консервация тепловых энергоустановок

2.7.1. При эксплуатации тепловых энергоустановок необходимо обеспечить их техническое обслуживание, ремонт, модернизацию и реконструкцию. Сроки планово-предупредительного ремонта тепловых энергоустановок устанавливаются в соответствии с требованиями заводов-изготовителей или разрабатываются проектной организацией. Перечень оборудования тепловых энергоустановок, подлежащего планово-предупредительному ремонту, разрабатывается ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок и утверждается руководителем организации.

2.7.2. Объем технического обслуживания и ремонта определяется необходимостью поддержания исправного, работоспособного состояния и периодического восстановления тепловых энергоустановок с учетом их фактического технического состояния.

2.7.3. Система технического обслуживания и ремонта носит планово-предупредительный характер. На все виды тепловых энергоустановок необходимо составлять годовые (сезонные и месячные) планы (графики) ремонтов. Годовые планы ремонтов утверждает руководитель организации.

При планировании технического обслуживания и ремонта проводится расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности (время простоя в ремонте), потребности в персонале, а также в материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

В организации составляется перечень аварийного запаса расходных материалов и запасных частей, утверждаемый техническим руководителем организации, ведется точный учет наличия запасных частей и запасного оборудования и материалов, который пополняется по мере их расходования при ремонтах.

2.7.4. Учет, хранение, восполнение аварийного запаса расходных материалов и запасных частей на складах, в цехах, на участках, в кладовых и т. д. осуществляется согласно действующему в организации порядку материально-технического снабжения и внутренним правилам ведения складского хозяйства.

Ответственный за вышеизложенное персонал периодически проверяет условия хранения, восполнение, порядок учета и выдачи запасных частей, материалов, комплектующих изделий, резервного оборудования и т. д., а также используемых средств защиты, под общим контролем ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок.

2.7.5. Техническое обслуживание и ремонт средств управления тепловыми энергоустановками производятся во время ремонта основного оборудования.

2.7.6. При хранении запасных частей и запасного оборудования должно быть обеспечено сохранение их потребительских свойств. Теплоизоляционные и другие материалы, теряющие при увлажнении свои качества, хранятся на закрытых складах или под навесом.

2.7.7. При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, контроль за соблюдением эксплуатационных инструкций, испытания и оценки технического состояния) и некоторые технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладку, очистку, смазку, замену вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение мелких дефектов).

2.7.8. Основными видами ремонтов тепловых энергоустановок и тепловых сетей являются капитальный и текущий.

2.7.9. В системе технического обслуживания и ремонта предусматриваются:

подготовка технического обслуживания и ремонтов;

вывод оборудования в ремонт;

оценка технического состояния тепловых энергоустановок и составление дефектной ведомости;

проведение технического обслуживания и ремонта;

приемка оборудования из ремонта;

консервация тепловых энергоустановок;

контроль и отчетность о выполнении технического обслуживания, ремонта и консервации тепловых энергоустановок.

2.7.10. Периодичность и продолжительность всех видов ремонта устанавливается нормативно-техническими документами на ремонт данного вида тепловых энергоустановок.

Организация ремонтного производства, разработка ремонтной документации, планирование и подготовка к ремонту, вывод в ремонт и производство ремонта, а также приемка и оценка качества ремонта тепловых энергоустановок осуществляются в соответствии с нормативно-технической документацией, разработанной в организации на основании настоящих Правил и требований заводов-изготовителей.

2.7.11. Приемка тепловых энергоустановок из капитального ремонта производится рабочей комиссией, назначенной распорядительным документом по организации.

Приемка из текущего ремонта производится лицами, ответственными за ремонт, исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок.

2.7.12. При приемке оборудования из ремонта производится оценка качества ремонта, которая включает оценку:

качества отремонтированного оборудования;

качества выполненных ремонтных работ.

Оценки качества устанавливаются:

предварительно – по окончании испытаний отдельных элементов тепловой энергоустановки и в целом;

окончательно – по результатам месячной подконтрольной эксплуатации, в течение которой должна быть закончена проверка работы оборудования на всех режимах, проведены испытания и наладка всех систем.

2.7.13. Работы, выполняемые при капитальном ремонте тепловых энергоустановок, принимаются по акту. К акту приемки прилагается вся техническая документация по выполненному ремонту (эскизы, акты промежуточных приемок по отдельным узлам и протоколы промежуточных испытаний, исполнительная документация и др.).

2.7.14. Акты приемки тепловых энергоустановок из ремонта со всеми документами хранятся вместе с техническими паспортами установок.

Все изменения, выявленные и произведенные во время ремонта, вносятся в технические паспорта тепловых энергоустановок, схемы и чертежи.

2.7.15. Консервация тепловых энергоустановок в целях предотвращения коррозии металла проводится как при режимных остановах (вывод в резерв на определенный и неопределенный сроки, вывод в текущий и капитальный ремонт, аварийный останов), так и при остановах в продолжительный резерв или ремонт (реконструкцию) на срок не менее 6 месяцев.

2.7.16. В каждой организации на основании действующих нормативно-технических документов разрабатываются и утверждаются техническое решение и технологическая схема по проведению консервации конкретного оборудования тепловых энергоустановок, определяющие способы консервации при различных видах остановов и продолжительности простоя.

2.7.17. В соответствии с принятым техническим решением составляется и утверждается инструкция по консервации оборудования с указаниями по подготовительным операциям, технологией консервации и расконсервации, а также по мерам безопасности при проведении консервации.

2.8. Техническая документация на тепловые энергоустановки

2.8.1. При эксплуатации тепловых энергоустановок хранятся и используются в работе следующие документы:

генеральный план с нанесенными зданиями, сооружениями и тепловыми сетями;

утвержденная проектная документация (чертежи, пояснительные записки и др.) со всеми последующими изменениями;

акты приемки скрытых работ, испытаний и наладки тепловых энергоустановок и тепловых сетей, акты приемки тепловых энергоустановок и тепловых сетей в эксплуатацию;

акты испытаний технологических трубопроводов, систем горячего водоснабжения, отопления, вентиляции;

акты приемочных комиссий;

исполнительные чертежи тепловых энергоустановок и тепловых сетей;

технические паспорта тепловых энергоустановок и тепловых сетей;

технический паспорт теплового пункта;

инструкции по эксплуатации тепловых энергоустановок и сетей, а также должностные инструкции по каждому рабочему месту и инструкции по охране труда.

2.8.2. В производственных службах устанавливаются перечни необходимых инструкций, схем и других оперативных документов, утвержденных техническим руководителем организации. Перечни документов пересматриваются не реже 1 раза в 3 года.

2.8.3. Обозначения и номера оборудования, запорной, регулирующей и предохранительной арматуры в схемах, чертежах и инструкциях должны соответствовать обозначениям и номерам, выполненным в натуре.

Все изменения в тепловых энергоустановках, выполненные в процессе эксплуатации, вносятся в инструкции, схемы и чертежи до ввода в работу за подписью ответственного лица с указанием его должности и даты внесения изменения.

Информация об изменениях в инструкциях, схемах и чертежах доводится до сведения всех работников (с записью в журнале распоряжений), для которых обязательно знание этих инструкций, схем и чертежей.

Схемы вывешиваются на видном месте в помещении данной тепловой энергоустановки или на рабочем месте персонала, обслуживающего тепловую сеть.

2.8.4. Все рабочие места снабжаются необходимыми инструкциями, составленными в соответствии с требованиями настоящих Правил, на основе заводских и проектных данных, типовых инструкций и других нормативно-технических документов, опыта эксплуатации и результатов испытаний оборудования, а также с учетом местных условий.

В инструкциях необходимо предусмотреть разграничение работ по обслуживанию и ремонту оборудования между персоналом энергослужбы организации и производственных подразделений (участков) и указать перечень лиц, для которых знание инструкций обязательно. Инструкции составляются начальником соответствующего подразделения и энергослужбы организации и утверждаются техническим руководителем организации.

Поручать персоналу, эксплуатирующему тепловые энергоустановки, выполнение работ, не предусмотренных должностными и эксплуатационными инструкциями, не допускается.

2.8.5. В должностных инструкциях персонала по каждому рабочему месту указываются:

перечень инструкций и другой нормативно-технической документации, схем установок, знание которых обязательно для работника;

права, обязанности и ответственность работника;

взаимоотношения работника с вышестоящим, подчиненным и другим связанным по работе персоналом.

2.8.6. В инструкциях по эксплуатации тепловой энергоустановки приводятся:

краткое техническое описание энергоустановки;

критерии и пределы безопасного состояния и режимов работы;

порядок подготовки к пуску, пуск, остановки во время эксплуатации и при устранении нарушений в работе;

порядок технического обслуживания;

порядок допуска к осмотру, ремонту и испытаниям;

требования по безопасности труда, взрыво- и пожаробезопасности, специфические для данной энергоустановки. По усмотрению технического руководителя инструкции могут быть дополнены.

2.8.7. Инструкции пересматриваются и переутверждаются не реже 1 раза в 2 года. В случае изменения состояния или условий эксплуатации энергоустановки соответствующие дополнения и изменения

вносятся в инструкции и доводятся записью в журнале распоряжений или иным способом до сведения всех работников, для которых знание этих инструкций обязательно.

2.8.8. Управленческий персонал в соответствии с установленными графиками осмотров и обходов оборудования проверяет оперативную документацию и принимает необходимые меры к устранению дефектов и нарушений в работе оборудования и персонала.

2.8.9. Оперативный персонал ведет оперативную документацию, примерный перечень которой приведен в прил. 4. В зависимости от местных условий перечень оперативных документов может быть изменен решением технического руководителя. Решение оформляется в виде утвержденного руководством предприятия перечня оперативных документов, включающего наименование документа и краткое его содержание.

2.9. Метрологическое обеспечение

2.9.1. Комплекс мероприятий по метрологическому обеспечению тепловых энергоустановок, выполняемый каждой организацией, включает:

своевременное представление в поверку средств измерений, подлежащих государственному контролю и надзору;

проведение работ по калибровке средств измерений, не подлежащих поверке;

обеспечение соответствия точностных характеристик применяемых средств измерений требованиям к точности измерений технологических параметров и метрологическую экспертизу проектной документации;

обслуживание, ремонт средств измерений, метрологический контроль и надзор.

2.9.2. Средства измерений теплотехнических параметров содержатся в исправности и постоянно находятся в эксплуатации при работе основного и вспомогательного оборудования тепловых энергоустановок.

2.9.3. Выполнение работ по метрологическому обеспечению осуществляют метрологические службы организаций или подразделения, выполняющие функции этих служб.

2.9.4. Тепловые энергоустановки оснащаются средствами измерений в соответствии с проектной документацией и нормативно-технической документацией, действие которой распространяется на данные типы энергоустановок.

Объем оснащения тепловых энергоустановок средствами измерений должен обеспечивать контроль за техническим состоянием оборудования и режимом его работы.

2.9.5. Выбор средств измерений и их точностных характеристик осуществляется на стадии проектирования, на основе действующих государственных нормативных документов, устанавливающих требования к точности измерения.

2.9.6. Оперативное обслуживание средств измерений ведет оперативный или оперативно-ремонтный персонал подразделений, определенных решением руководства организации.

2.9.7. Техническое обслуживание и ремонт средств измерений осуществляет персонал подразделения, выполняющего функции метрологической службы организации.

2.9.8. Ремонт первичных запорных органов на отборных устройствах, вскрытие и установку сужающих и других устройств для измерения расхода, защитных гильз датчиков измерения температуры выполняет персонал, ремонтирующий технологическое оборудование, а приемку из ремонта и монтажа – персонал, выполняющий функции метрологической службы организации.

2.9.9. Персонал, обслуживающий оборудование тепловых энергоустановок, на котором установлены средства измерений, несет ответственность за их сохранность. Обо всех нарушениях в работе средств измерений сообщается подразделению, выполняющему функции метрологической службы организации.

2.9.10. Вскрытие регистрирующих приборов, не связанное с работами по обеспечению записи регистрируемых параметров, разрешается только персоналу подразделения, выполняющего функции метрологической службы, а средства измерений, используемых для расчета с поставщиком или потребителями, – совместно с их представителями.

2.9.11. На все контрольно-измерительные приборы тепловых энергоустановок составляются паспорта с отметкой о периодических поверках и произведенных ремонтах.

Кроме того, ведутся журналы записи результатов поверок, калибровок и ремонтов приборов.

2.9.12. Для измерения теплоты, расходов, температур, давлений и разрежений применяются приборы, отвечающие пределам измерения параметров и установленному классу точности в соответствии с государственными стандартами.

2.9.13. Максимальное рабочее давление, измеряемое прибором, должно быть в пределах 2/3 максимума шкалы при постоянной нагрузке, 1/2 максимума шкалы – при переменной. Верхний предел шкалы самопишущих манометров должен соответствовать полуторакратному рабочему давлению измеряемой среды.

2.9.14. Гильзы термометров устанавливаются в соответствии с установленными государственными стандартами.

2.9.15. Температура окружающего воздуха, влажность, вибрация, запыленность в местах установки приборов и аппаратуры должны быть в пределах значений, допускаемых стандартами, техническими условиями и паспортами заводов-изготовителей.

2.9.16. Тепловые щиты, переходные коробки и сборные кабельные ящики нумеруются. Все зажимы и подходящие к ним провода, а также импульсные линии теплоизмерительных приборов маркируются. На всех датчиках и вторичных приборах делаются надписи о назначении приборов.

2.9.17. Импульсные линии к манометрам и расходомерам выполняются из материала, стойкого к коррозирующему действию среды. Они должны быть удобными для монтажа, разборки, чистки, герметичными и рассчитанными на рабочее давление.

2.9.18. Записи показаний регистрирующих приборов подлежат хранению не менее 2 месяцев.

2.10. Обеспечение безопасной эксплуатации

2.10.1. Работа при эксплуатации тепловых энергоустановок должна быть направлена на создание в организации системы организационных и технических мероприятий по предотвращению воздействия на работников опасных и вредных производственных факторов.

2.10.2. Средства защиты, приспособления и инструмент, применяемые при обслуживании тепловых энергоустановок, подвергаются осмотру и испытаниям в соответствии с нормативными документами и должны обеспечивать безопасность эксплуатации тепловых энергоустановок.

2.10.3. При эксплуатации тепловых энергоустановок разрабатываются и утверждаются инструкции по безопасной эксплуатации. В инструкциях указываются общие требования безопасности, требования безопасности перед началом работы, во время работы, в аварийных ситуациях и по окончании работы.

2.10.4. Каждый работник, обслуживающий тепловые энергоустановки, должен знать и выполнять требования безопасности труда, относящиеся к обслуживаемому оборудованию и организации труда на рабочем месте.

2.10.5. Персонал, эксплуатирующий тепловые энергоустановки, обучается способам оказания первой медицинской помощи, а также приемам оказания помощи пострадавшим непосредственно на месте происшествия.

2.10.6. При внедрении системы безопасного производства работ на тепловых энергоустановках определяются функциональные обязанности лиц из оперативного, оперативно-ремонтного и другого

персонала, их взаимоотношения и ответственность по должности. Руководитель организации и ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок несут ответственность за создание безопасных условий труда и организационно-техническую работу по предотвращению несчастных случаев.

Руководитель организации и руководители структурных подразделений, руководители подрядных организаций обеспечивают безопасные и здоровые условия труда на рабочих местах, в производственных помещениях и на территории тепловых энергоустановок, контролируют их соответствие действующим требованиям техники безопасности и производственной санитарии, осуществляют контроль, а также своевременно организовывают инструктажи персонала, его обучение и проверку знаний.

2.10.7. По материалам расследования несчастных случаев проводится анализ причин их возникновения и разрабатываются мероприятия по их предупреждению. Эти причины и мероприятия изучаются со всеми работниками организаций, на которых произошли несчастные случаи.

2.11. Пожарная безопасность

2.11.1. Руководители организаций несут ответственность за пожарную безопасность помещений и оборудования тепловых энергоустановок, а также за наличие и исправное состояние первичных средств пожаротушения.

2.11.2. Устройство, эксплуатация и ремонт тепловых энергоустановок и тепловых сетей должны соответствовать требованиям правил пожарной безопасности в Российской Федерации. Организации должны быть оборудованы сетями противопожарного водоснабжения, установками обнаружения и тушения пожара в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

2.11.3. Персонал должен выполнять требования инструкций по пожарной безопасности и установленный в организации противопожарный режим тепловых энергоустановок, не допускать лично и останавливать действия других лиц, которые могут привести к пожару или возгоранию.

2.11.4. Персонал, обслуживающий тепловые энергоустановки, проходит противопожарный инструктаж, занятия по пожарно-техническому минимуму, участвует в противопожарных тренировках.

2.11.5. В организации устанавливается противопожарный режим и выполняются противопожарные мероприятия исходя из особенностей эксплуатации тепловых энергоустановок, а также разрабатывается оперативный план тушения пожара.

2.11.6. Сварочные и другие огнеопасные работы, в том числе проводимые ремонтными, монтажными и другими подрядными организациями, выполняются в соответствии с требованиями правил пожарной безопасности в Российской Федерации, учитывающими особенности пожарной опасности на тепловых энергоустановках.

2.11.7. В организации разрабатываются и утверждаются инструкция о мерах пожарной безопасности и план (схема) эвакуации людей в случае возникновения пожара на тепловых энергоустановках, приказом руководителя назначаются лица, ответственные за пожарную безопасность отдельных территорий, зданий, сооружений, помещений, участков, создаются пожарно-техническая комиссия, добровольные пожарные формирования и система оповещения людей о пожаре.

2.11.8. По каждому происшедшему на тепловой энергоустановке пожару или загоранию проводится расследование комиссией, создаваемой руководителем предприятия или вышестоящей организацией. Результаты расследования оформляются актом. При расследовании устанавливаются причина и виновники возникновения пожара (загорания), по результатам расследования разрабатываются противопожарные мероприятия.

2.12. Соблюдение природоохранных требований

2.12.1. Должностные лица и специалисты организаций, в которых при эксплуатации тепловых энергоустановок оказывается вредное влияние на окружающую среду, периодически проходят соответствующую подготовку в области экологической безопасности согласно списку, составленному и утвержденному руководителем предприятия.

2.12.2. При работе тепловых энергоустановок следует принимать меры для предупреждения или ограничения вредного воздействия на окружающую среду выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и сбросов в водные объекты, шума, вибрации и иных вредных физических воздействий, а также по сокращению безвозвратных потерь и объемов потребления воды.

2.12.3. Количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от тепловых энергоустановок не должно превышать установленных норм предельно допустимых выбросов (лимитов), количество сбросов загрязняющих веществ в водные объекты – установленных норм предельно допустимых или временно согласованных сбросов. Шумовое воздействие не должно превышать установленных норм звуковой мощности оборудования.

2.12.4. В организации, эксплуатирующей тепловые энергоустановки, разрабатывается план мероприятий по снижению вредных выбросов в атмосферу при объявлении особо неблагоприятных метеорологических условий, согласованный с региональными природоохранными органами, предусматривающий мероприятия по предотвращению аварийных и иных залповых выбросов и сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду.

2.12.5. Тепловые энергоустановки, на которых образуются токсичные отходы, должны обеспечивать их своевременную утилизацию, обезвреживание или возможность захоронения на специализированных полигонах, имеющихся в распоряжении местной или региональной администрации. Складирование или захоронение отходов на территории предприятия, эксплуатирующего тепловую энергоустановку, не допускается.

2.12.6. Установки для очистки и обработки загрязненных сточных вод принимаются в эксплуатацию до начала предпусковой очистки теплоэнергетического оборудования.

2.12.7. Организации, эксплуатирующие тепловые энергоустановки, осуществляют контроль и учет выбросов и сбросов загрязняющих веществ, объемов воды, забираемых и сбрасываемых в водные источники.

2.12.8. Для контроля за выбросами загрязняющих веществ в окружающую среду, объемами забираемой и сбрасываемой воды каждое предприятие, эксплуатирующее тепловую энергоустановку, должно быть оснащено постоянно действующими автоматическими приборами, а при их отсутствии или невозможности применения должны использоваться прямые периодические измерения и расчетные методы.

3. ТЕРРИТОРИЯ, ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗДАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭНЕРГОУСТАНОВОК

3.1. Общие положения

3.1.1. Территория для размещения производственных зданий и сооружений тепловых энергоустановок определяется проектом и паспортом тепловой энергоустановки.

3.1.2. При эксплуатации тепловых энергоустановок осуществляется систематический контроль за зданиями и сооружениями. Контроль осуществляют лица из числа управленческого персонала и специалистов организации, прошедших проверку знаний настоящих Правил и назначенных приказом.

3.1.3. В каждой организации, эксплуатирующей тепловые установки, составляется и постоянно хранится следующая документация:

распорядительные документы по предприятию о распределении ответственности за эксплуатацию и ремонты производственных зданий и сооружений для размещения тепловых энергоустановок между руководителями подразделений организации с четким перечнем закрепленных за ними зданий, сооружений, помещений и участков территории;

копии приказов, распоряжений руководства по вопросам эксплуатации и ремонта производственных зданий и сооружений;

приказ или распоряжение о выделении из персонала подразделений организации ответственных за контроль эксплуатации зданий, сооружений и территории, переданных в ведение подразделения, эксплуатирующего тепловые энергоустановки;

местные инструкции по эксплуатации зданий и сооружений подразделений организации, разработанные на основании типовой с учетом конкретных местных условий;

схема-генплан организации с нанесением на ней зданий и сооружений и границ деления территории на участки, переданные под ответственность подразделений, эксплуатирующие тепловые энергоустановки;

исполнительные схемы-генпланы подземных сооружений и коммуникаций на территории организации;

комплекты чертежей строительной части проектов каждого здания и сооружения организации с исполнительными чертежами и схемами на те конструкции и коммуникации, которые в процессе строительства были изменены против первоначального проектного решения;

паспорта на каждое здание и сооружение;

журналы технических осмотров строительных конструкций зданий и сооружений;

журналы регистрации результатов измерения уровня грунтовых вод в скважинах-пьезометрах и материалы химических анализов грунтовых вод;

журналы состояния окружающей среды для зданий и сооружений, где периодически возникают или возможны процессы, нарушающие параметры окружающей среды, определяемые санитарными нормами, либо отмечены коррозионные процессы строительных конструкций. Перечень таких зданий и сооружений утверждается руководителем организации;

информационно-техническая литература, набор необходимых нормативных документов или инструкций по вопросам эксплуатации и ремонта производственных зданий и сооружений;

утвержденные руководителем должностные инструкции персонала, осуществляющего эксплуатацию территорий, зданий и сооружений для размещения тепловых энергоустановок.

3.2. Территория

3.2.1. Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарного состояния территории, зданий и сооружений организации для размещения тепловых энергоустановок выполняют и содержат в исправном состоянии:

ограждение соответствующей части территории;

системы отвода поверхностных вод со всей территории от зданий и сооружений (дренажи, контажи, канавы, водоотводящие каналы и т. п.);

сети водопровода, канализации, тепловые, транспортные, газообразного и жидкого топлива и др.;

сети наружного освещения, связи, сигнализации;

источники питьевой воды, водоемы и санитарные зоны охраны источников водоснабжения;

железнодорожные пути и переезды, автодороги, пожарные проезды, подъезды к пожарным гидрантам, водоемам, мосты, пешеходные дороги и переходы и др.;

противооползневые, противообвальные, берегоукрепительные, противолавинные и противоселевые сооружения;

базисные и рабочие реперы и марки;

пьезометры и контрольные скважины для наблюдения за режимом грунтовых вод;

системы молниезащиты и заземления.

3.2.2. Скрытые под землей коммуникации: водопроводы, канализация, теплопроводы, а также газопроводы, воздухопроводы и кабели всех назначений обозначаются на поверхности земли указателями.

3.2.3. При наличии на территории блуждающих токов защита подземных металлических коммуникаций и сооружений обеспечивается электрохимическим способом.

3.2.4. К началу паводков все водоотводящие сети и устройства подлежат осмотру и подготовке к пропуску поверхностных вод; места прохода кабелей, труб, вентиляционных каналов через стены уплотняются, а откачивающие механизмы приводятся в состояние готовности к работе.

3.2.5. В котельных установленной мощностью 10 и более Гкал/ч необходимо организовать наблюдения за уровнем грунтовых вод в контрольных скважинах-пьезометрах с периодичностью:

в 1 год эксплуатации – не реже 1 раза в месяц;

в последующие годы – в зависимости от изменения уровня грунтовых вод, но не реже 1 раза в квартал.

Контрольные скважины-пьезометры следует располагать в зоне наибольшей плотности сетей водопровода, канализации и теплоснабжения. Результаты наблюдений заносятся в специальный журнал.

В карстовых зонах контроль за режимом грунтовых вод организуется по специальным программам в сроки, предусмотренные местной инструкцией.

3.2.6. В случае обнаружения просадочных и оползневых явлений, пучения грунтов на территории размещения тепловых энергоустановок принимаются меры к устранению причин, вызвавших нарушение нормальных грунтовых условий, и ликвидации их последствий.

3.2.7. Строительство зданий и сооружений осуществляется только при наличии проекта.

Выполнение всех строительно-монтажных работ в пределах зоны отчуждения, где размещаются тепловые энергоустановки, допускается с разрешения руководителя эксплуатирующей организации, при техническом обосновании.

3.3. Производственные здания и сооружения

3.3.1. Производственные здания и сооружения котельных надлежит содержать в исправном состоянии, обеспечивающем длительное, надежное использование их по назначению, с учетом требований санитарных норм и правил, правил безопасности труда.

3.3.2. В зданиях котельных размещаются объекты промышленной санитарии в объеме, предусмотренном действующими нормами (душевые, раздевалки со шкафчиками, медицинский пункт, вентиляционные и обеспыливающие установки и др.).

3.3.3. Осмотры каждого здания и сооружения организации осуществляются по графику:

для котельных установленной мощностью 10 и более Гкал/ч – не реже 1 раза в 4 месяца при сроке эксплуатации более 15 лет;

для котельных установленной мощностью менее 10 Гкал/ч – не реже 1 раза в 6 месяцев при сроке эксплуатации более 10 лет.

Текущие осмотры зданий и сооружений со сроком эксплуатации до 15 лет допускается проводить:

для котельных установленной мощностью 10 и более Гкал/ч – 1 раз в 6 месяцев;

котельных установленной мощностью менее 10 Гкал/ч – 1раз в год.

Обо всех замечаниях, выявленных при осмотрах, вносятся записи в цеховые журналы технического осмотра зданий и сооружений.

3.3.4. Обязательные осмотры зданий и сооружений тепловых энергоустановок проводятся 2 раза в год (весной и осенью) смотровой комиссией, состав и сроки проведения обследования назначаются руководителем организации.

3.3.5. Внеочередные осмотры зданий и сооружений тепловых энергоустановок и сетей проводятся после пожаров, ливней, сильных ветров, снегопадов, наводнений, землетрясений и других явлений стихийного характера, а также аварий зданий, сооружений и технологического оборудования энергопредприятия.

3.3.6. Весенний осмотр производится в целях оценки технического состояния зданий и сооружений после таяния снега или дождей осенне-весеннего периода.

При весеннем осмотре уточняются объемы работы по текущему ремонту зданий и сооружений, выполняемому в летний период, и выявляются объемы работ по капитальному ремонту для включения их в план следующего года и в перспективный план ремонтных работ (на 3–5 лет).

3.3.7. Осенний осмотр производственных зданий и сооружений производится за 1,5 месяца до наступления отопительного сезона в целях проверки подготовки зданий и сооружений к работе в зимних условиях. К этому времени должны быть закончены все летние работы по текущему ремонту и выполняемые в летний период работы по капитальному ремонту, имеющие прямое отношение к зимней эксплуатации зданий и сооружений тепловых энергоустановок.

За 15 дней до начала отопительного сезона производится частичный осмотр тех частей зданий и сооружений, по которым при общем

осеннем осмотре были отмечены недостатки ремонтных работ по подготовке к зиме, в целях проверки их устранения.

3.3.8. По результатам работы смотровой комиссии во время весеннего (осеннего) осмотра составляется акт, который утверждается руководителем предприятия с изданием распорядительного документа о результатах осмотра, принятии необходимых мер, сроках их проведения и ответственных за исполнение.

3.3.9. Строительные конструкции производственных зданий и сооружений для тепловых энергоустановок подвергаются 1 раз в 5 лет техническому освидетельствованию специализированной организацией по перечню, утвержденному руководителем организации и согласованному проектной организацией.

3.3.10. В организациях должны быть инструкции по эксплуатации дымовых труб и газоходов. При этом наблюдения за состоянием железобетонных дымовых труб и газоходов организуются со следующей периодичностью:

наружный осмотр дымовой трубы и газоходов, а также осмотр межтрубного пространства трубы с внутренним газоотводящим стволом – 1 раз в год весной, тепловизионное обследование состояния кирпичной и монолитной футеровки – не реже 1 раза в 5 лет;

внутренний осмотр дымовой трубы и газоходов с отключением всех подключенных котлов – через 5 лет после ввода в эксплуатацию и в дальнейшем не реже 1 раза в 10 лет. При сжигании в котлах высокосернистого топлива внутренний осмотр проводится не реже 1 раза в 5 лет;

внутренний осмотр газоходов котлов – при каждом отключении котла для текущего ремонта;

инструментальная проверка сопротивления контура молниезащиты дымовой трубы – ежегодно;

измерение температуры уходящих газов в дымовой трубе – не реже 1 раза в месяц;

наблюдения за осадкой фундаментов дымовой трубы и газоходов нивелированием реперов: первые два года эксплуатации – 2 раза в год; после 2 лет до стабилизации осадки (1 мм в год и менее) – 1 раз в год; после стабилизации осадки – 1 раз в 5 лет.

После стабилизации осадки фундамента для дымовых труб в районах вечной мерзлоты, на территориях, подработанных горными выработками, и на просадочных грунтах наблюдения за осадками фундаментов проводятся не реже 2 раз в год;

наблюдения за вертикальностью трубы проводятся: визуально (при помощи отвеса) – 2 раза в год; инструментальные наблюдения – не реже 1 раза в 5 лет.

В случае выявленного (по разности осадки фундаментов) наклона трубы более допустимого следует произвести обследование трубы специализированной организацией. Дальнейшую эксплуатацию трубы вести в соответствии с рекомендациями, выданными по результатам обследования;

наблюдения за исправностью осветительной арматуры дымовой трубы проводятся ежедневно.

3.3.11. Дымовые трубы и газоходы должны иметь организованный отвод дренажных и талых вод от их основания.

3.3.12. При эксплуатации железобетонных дымовых труб и газоходов не допускается:

оставлять котлованы вблизи дымовых труб и газоходов во время паводков и дождей;

устраивать ниже подошвы фундамента дымовой трубы колодцы, предназначенные для откачки грунтовых вод;

хранить горючие и взрывчатые вещества и материалы в цокольной части дымовых труб, под газоходами и вблизи них;

организовывать вблизи дымовых труб и газоходов выбросы воды и пара.

3.3.13. Присоединение дополнительных теплогенерирующих энергоустановок к существующим дымовым трубам осуществляется только на основании расчетов, выполненных в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

3.3.14. В организациях составляются инструкции по эксплуатации металлических дымовых труб. При этом наблюдения за состоянием металлических дымовых труб при их эксплуатации организовываются со следующей периодичностью:

визуальный внешний осмотр газоотводящего ствола, фундаментов, опорных конструкций, анкерных болтов, вантовых оттяжек и их креплений – 1 раз в 3 месяца;

проверка наличия конденсата, отложений сажи на внутренней поверхности трубы и газоходов через люки – 1 раз в год в период летнего отключения;

инструментально-визуальное наружное и внутреннее обследование с привлечением специализированной организации – 1 раз в 3 года в период летнего отключения котлов;

наблюдение за осадкой фундаментов нивелированием реперов: после сдачи в эксплуатацию до стабилизации осадки (1 мм в год и менее) – 1 раз в год; после стабилизации осадки – 1 раз в 5 лет;

проверка вертикальности трубы геодезическими методами (с помощью теодолита) – 1 раз в 5 лет; в случае заметного наклона трубы,

обнаруженного визуально, организовывается внеочередная инструментальная проверка вертикальности трубы;

инструментальная проверка сопротивления заземляющего контура трубы – 1 раз в год, весной перед грозовым периодом.

3.3.15. При эксплуатации металлических дымовых труб не допускается:

движение грузового, специального автотранспорта под вантовыми оттяжками металлических дымовых труб в местах их опускания и крепления к фундаментным массивам;

затопление металлических элементов анкерных креплений вантовых оттяжек и их нахождение в грунте;

крепление к ходовой лестнице (скобам) тросов, блочков и прочего такелажного оборудования;

загромождение оборудованием, материалами, посторонними предметами площади вокруг фундаментных массивов.

3.3.16. Строительство, эксплуатация, ремонт и ликвидация дымовых и вентиляционных промышленных труб на предприятиях, подконтрольных Госгортехнадзору России, должны осуществляться в соответствии с Правилами безопасности дымовых и вентиляционных промышленных труб ПБ 03-445–02, утвержденными постановлением Госгортехнадзора России от 03.12.01 № 56 и зарегистрированными Минюстом России 05.06.02 № 350.

3.3.17. Наблюдения за осадками фундаментов зданий, сооружений и оборудования котельных организуются: в первый год эксплуатации – 3 раза, во второй – 2 раза, в дальнейшем до стабилизации осадки – 1 раз в год, после стабилизации осадки (1 мм в год и менее) – не реже 1 раза в 5 лет.

3.3.18. Наблюдения за осадками фундаментов, деформациями строительных конструкций, обследования зданий и сооружений, возведенных на подработанных подземными горными выработками территориях, грунтах, подверженных динамическому уплотнению от действующего оборудования, просадочных грунтах, в карстовых зонах, районах многолетней мерзлоты, в районах с сейсмичностью 7 баллов и выше проводятся по специальным программам в сроки, предусмотренные местной инструкцией, но не реже 1 раза в 3 года.

3.3.19. При наблюдениях за зданиями, сооружениями и фундаментами оборудования тепловых энергоустановок контролируется состояние подвижных опор, температурных швов, сварных, клепаных и болтовых соединений металлоконструкций, стыков и закладных деталей сборных железобетонных конструкций, арматуры и бетона железобетонных конструкций (при появлении коррозии или деформации), подкрановых конструкций и участков, подверженных динамическим и термическим нагрузкам и воздействиям.

3.3.20. При обнаружении в строительных конструкциях трещин, изломов и других внешних признаков повреждений за этими конструкциями устанавливается наблюдение с использованием маяков и с помощью инструментальных измерений. Сведения об обнаруженных дефектах заносятся в журнал технического состояния зданий и сооружений с установлением сроков устранения выявленных дефектов.

3.3.21. В помещениях водоподготовительных установок необходимо контролировать и поддерживать в исправном состоянии дренажные каналы, лотки, приямки, стенки солевых ячеек и ячеек мокрого хранения коагулянта, полы в помещениях мерников кислоты и щелочи.

3.3.22. Строительные конструкции, фундаменты оборудования и сооружений необходимо защитить от попадания на них минеральных масел, пара и воды.

3.3.23. Металлические конструкции зданий и сооружений тепловых энергоустановок необходимо защитить от коррозии, при этом устанавливается систематический контроль за состоянием их защиты.

3.3.24. Пробивка отверстий, устройство проемов в несущих и ограждающих конструкциях, установка, подвеска и крепление к строительным конструкциям технологического оборудования, транспортных средств, трубопроводов и устройств для подъема грузов при монтаже, демонтаже и ремонте оборудования, вырезка связей каркаса, а также хранение резервного оборудования и других изделий и материалов в неустановленных местах возможны только при письменном согласовании с проектной организацией и лицом, ответственным за эксплуатацию здания (сооружения).

Для каждого участка перекрытий на основе проектных данных определяются предельно допустимые нагрузки и указываются на табличках, устанавливаемых на видных местах.

При изменении (снижении) несущей способности перекрытий в процессе эксплуатации, выявленном обследованием и подтвержденном поверочными расчетами, допустимые нагрузки на перекрытиях корректируются с учетом технического состояния и подтверждающих расчетов.

3.3.25. Кровли зданий и сооружений должны очищаться от мусора, золовых отложений и строительных материалов, система сброса ливневых вод должна очищаться, ее работоспособность проверяется.

В сезон снегопадов периодически проверяется толщина снежного покрова на крышах, а также наличие наледей и источников их появления; в целях предотвращения возникновения аварийных перегрузок покрытий организуется систематическое удаление снега и наледей с крыш зданий и сооружений.

3.3.26. Окраска помещений и оборудования котельных выполняется в соответствии с требованиями промышленной эстетики. Изоляция трубопроводов, не имеющих защитного покрытия, окрашивается в соответствии с требованиями нормативных документов. При наличии защитного покрытия на его поверхность наносятся маркировочные кольца и надписи.

3.3.27. В организации должна быть обеспечена молниезащита зданий и сооружений котельных. Трубопроводы жидкого и газообразного топлива должны быть заземлены.

3.3.28. Смонтированные устройства молниезащиты подвергаются плановым осмотрам, а наиболее ответственные элементы молниезащиты (молниеприемники, токоотводы, соединения, заземлители) – периодическому контролю.

Осмотры устройств молниезащиты, а также производство предупредительного ремонта на основании выводов этих осмотров производятся ежегодно перед началом грозового периода.

3.3.29. Капитальный и текущий ремонт зданий и сооружений котельной выполняют по ежегодным календарным планам, утверждаемым руководителем организации.

Организация ремонта и его периодичность осуществляется в соответствии с графиком планово-предупредительного ремонта и настоящими Правилами.

4. ТОПЛИВНОЕ ХОЗЯЙСТВО. ТВЕРДОЕ, ЖИДКОЕ И ГАЗООБРАЗНОЕ ТОПЛИВО

4.1. Общие положения

4.1.1. Эксплуатация оборудования топливного хозяйства должна обеспечивать своевременную, бесперебойную подготовку и подачу топлива в котельную. Должен обеспечиваться запас основного и резервного топлива в соответствии с нормативами.

4.1.2. При поступлении в организацию, расходовании на производство и хранении на складах и в резервуарах организовывается учет всего топлива по количеству и качеству, при котором обеспечивается:

взвешивание всего твердого топлива, поставляемого по железной дороге и автомобильным транспортом, или обмер либо определение его количества по осадке судов при поступлении водным транспортом;

взвешивание всего поставляемого жидкого топлива или его обмер;

определение количества всего сжигаемого газообразного топлива по приборам;

инвентаризация твердого и жидкого топлива;

периодический контроль качества топлива;

обмер древесного топлива;

предъявление претензий поставщикам при обнаружении недостачи или ненадлежащего качества топлива.

4.1.3. Качество всех видов поставляемого для котельных топлива должно соответствовать государственным стандартам и техническим условиям на поставку.

В документах на поставку топлива указываются:

для твердого топлива – марка, низшая теплота сгорания, группа по зольности, предельное значение зольности и влажности, содержание летучих, класс по крупности, отсутствие в топливе посторонних включений, кроме того, для кузнецких углей – группа окисленности, а для торфа – минимальное значение влажности;

для жидкого топлива – марка, низшая теплота сгорания, температура вспышки и предельное содержание серы, допустимое содержание влаги;

для газообразного топлива – низшая теплота сгорания, плотность газа и предельное содержание влаги, конденсата, механических примесей и серы.

4.1.4. Для контроля количества поступившего на склад и израсходованного котельной топлива не реже 1 раза в квартал проводится его инвентаризация.

4.1.5. Для предупреждения снижения качества твердого топлива при его длительном хранении необходимо систематически менять его запасы за счет сжигания и закладки свежего топлива.

4.2. Хранение и подготовка топлива

Твердое топливо

4.2.1. Размеры территории складов твердого топлива устанавливаются достаточными для обеспечения раздельного хранения топлива в штабелях.

4.2.2. Склады твердого топлива оснащаются оборудованием для разгрузки топлива, укладки его в штабеля, погрузки, взвешивания, обеспечения условий хранения топлива (послойные уплотнения, контрольные измерения температуры в штабелях и т. д.), выполнения работ по отбору и разделке проб для химического анализа, а также по определению содержания в топливе породы и мелочи.

4.2.3. Выгрузка топлива из вагонов, укладка его в штабеля (для самовозгорающихся углей – послойное уплотнение) и подача топлива в котельные производятся механизированным способом.

4.2.4. Механизмы и оборудование топливных складов необходимо содержать в рабочем состоянии, обеспечивающем их номинальную производительность.

4.2.5. Работа грузоподъемных кранов, бульдозеров и других машин и механизмов топливных складов при наличии трещин в ответственных местах металлоконструкций, при неисправных тормозах, противоугонных устройствах, концевых выключателях и ограничителях перекосов не допускается.

4.2.6. Резервные механизмы и оборудование (конвейеры, дробилки и др.) должны работать поочередно.

4.2.7. Устройства для подготовки и транспортировки твердого топлива должны обеспечивать подачу в котельную дробленого и очищенного от посторонних предметов топлива.

4.2.8. Работа оборудования и устройств топливоподачи при отсутствии или неисправном состоянии ограждающих и тормозных устройств не допускается.

4.2.9. Машины и механизмы, оборудование и приспособления топливных складов и топливоподачи допускаются к эксплуатации после освидетельствования и испытания, которые проводятся при участии лиц, ответственных за эксплуатацию и надзор за машинами и механизмами, не реже 1 раза в год независимо от времени их работы.

Техническое и ремонтное обслуживание машин и механизмов топливных складов и топливоподачи производится по графикам, утвержденным техническим руководителем организации.

Объем и порядок технического обслуживания определяются в соответствии с типовой и местной инструкциями по эксплуатации.

4.2.10. С целью предотвращения повышения влажности топлива при хранении его на складе для устройства складов необходимо выбирать незатапливаемые площадки с глубиной залегания грунтовых вод не менее чем на 0,5 м от поверхности площадки, при этом должен быть осуществлен отвод воды от площадок, на которых размещаются штабеля угля.

4.2.11. Для предупреждения самовозгорания каменного угля не допускается:

смешивать угли разных марок;

формировать штабеля во время дождя, при высоких температурах наружного воздуха или при наличии повышенной температуры внутри отвала угля;

устраивать в штабелях вентиляционные каналы или пустоты при укладке в штабеля;

засорять штабеля каменноугольного топлива мусором, опилками, торфом и другими легковоспламеняющимися материалами;

заваливать каменноугольным топливом деревянные столбы электрических и телефонных линий и другие древесные конструкции.

4.2.12. В помещениях топливоподачи необходимо организовать систематический контроль загазованности воздуха в местах возможного скопления газа.

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

4.2.14. Перед подачей топлива в дробилки и мельницы осуществляется механизированное удаление из него металла, щепы и мусора. На работающем конвейере металлоуловители и щепоуловители должны быть постоянно включены и сблокированы с ним.

4.2.15. На тракте топливоподачи обеспечивается равномерный по ширине поток топлива, поступающего на конвейеры, грохоты, дробилки, щепо- и корнеуловители. Принимаются меры, исключающие замазывание влажным топливом грохотов, дробилок (обогрев, вибрирование и др.). Устройства, устраняющие зависание топлива

в бункерах и течках (устройства обогрева стенок, вибраторы и др.), находятся в постоянной готовности к работе.

4.2.16. На конструкциях здания внутри помещений и на оборудовании системы топливоподачи не допускается скопление пыли. Механизмы топливоподачи тщательно уплотняются и оборудуются устройствами, обеспечивающими чистоту воздуха в помещении в соответствии с санитарными нормами и правилами. Уборка помещений и оборудования должна быть механизированной (смывом водой или пылесосами) и проводиться по утвержденному графику. В помещениях необходимо вести контроль за состоянием дверей, окон, исключающий возникновение сквозняков и завихрений пыли.

4.2.17. Соединять концы и ремонтировать конвейерные ленты необходимо путем склейки и вулканизации. При соединении и ремонте конвейерных лент применение металлических деталей не допускается.

4.2.18. При использовании влажного топлива бункеры периодически (по графику), но не реже 1 раза в 10 дней, полностью опорожняются от налипшего топлива для осмотра и чистки при соблюдении требований правил техники безопасности.

При переходе котельной на длительное сжигание газа или мазута бункеры опорожняются.

4.2.19. Внутренние стенки железобетонных бункеров должны быть зажелезненными и тщательно заглаженными. На внутренней поверхности бункеров и течек не должно быть выступающих частей (деталей, конструкций и др.). Внутренние углы бункеров, образуемые его стенками, должны перекрываться плоскостями или закругляться; гарнитура шиберов и отключающих устройств не должна выступать внутрь и сужать сечение выходного отверстия бункера или течки.

4.2.20. Капитальный ремонт механизмов топливных складов и топливоподачи производится по графику, но не реже 1 раза в 3 года, а текущие ремонты – по графику.

Жидкое топливо

4.2.21. Все сливное оборудование, насосы и трубопроводы заземляются для отвода статического электричества, возникающего при перекачке мазута, и для защиты от воздействия молний. Защита выполняется в соответствии с руководящими указаниями по проектированию и устройству молниезащиты.

4.2.22. Площадки для сливного оборудования должны быть забетонированы и иметь канавы для отвода в ловушки пролитого мазута.

Сливные лотки и съемные рукава необходимо содержать в исправном состоянии и чистоте; по окончании работы они убираются в места, защищенные от солнца и атмосферных осадков.

Ливневые и талые воды сбрасывать с территории мазутного хозяйства в канализацию без предварительной очистки не допускается.

Содержание нефтепродуктов в водах, сбрасываемых в водоемы общего пользования, систематически контролируется в соответствии с правилами охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами.

4.2.23. При сливе мазута в паропроводах приемосливного устройства необходимо обеспечить следующие параметры пара: давление 0,8–1,3 МПа (8–13 кгс/см^2) с температурой не выше 250 °С.

На мазутосливе (в цистернах, лотках, приемных емкостях и хранилищах) мазут подогревается до температуры: для мазута марки М40 – 40–60 °С, марки М100 – 60–80 °С, марки М200 – 70–90 °С. Для сернистых мазутов марок М40 и М100 температура разогрева должна быть в пределах 70–80 °С.

Меньшие значения температур принимаются при перекачке топлива винтовыми и шестеренчатыми насосами, большие – центробежными насосами; для поршневых насосов принимаются средние значения температур.

При использовании смеси мазута разных марок температура разогрева принимается по наиболее тяжелому мазуту.

Максимальная температура мазута в приемных емкостях и резервуарах должна быть на 15 °С ниже температуры вспышки топлива, но не выше 90 °С.

4.2.24. Обследование технического состояния резервуаров и приемных емкостей специализированной организацией с устранением выявленных дефектов производится по графику, но не реже 1 раза в 5 лет.

4.2.25. Остатки жидкого топлива, удаляемые при очистке резервуаров, лотков, приемных емкостей, фильтров, мазутоподогревателей и других устройств, сжигаются в топках котлов или специально отведенных местах. Для уменьшения отложений и облегчения очистки котлов и резервуаров к мазуту необходимо добавлять специальные жидкие присадки.

4.2.26. Подогрев паром мазута, кроме сернистого, допускается в случае, если цистерны не имеют необходимых устройств для подогрева поверхностным способом.

4.2.27. Мазут принимается согласно сертификату качества, в котором указываются его качественные показатели. При приемке мазута отбираются пробы для проверки содержания воды и примесей на соответствие стандарту, согласно паспортным данным. Данные по температуре, способу и продолжительности приемки, о количестве и качестве мазута заносятся в журнал.

4.2.28. Мазут хранится в металлических или железобетонных резервуарах. Крышки люков в резервуарах должны быть всегда плотно закрыты на болты с прокладками.

Оборудование железобетонных и металлических резервуаров, а также другие устройства топливного хозяйства поддерживаются в состоянии, отвечающем требованиям строительных норм и правил по противопожарным нормам на складах нефти и нефтепродуктов.

Слив топлива в резервуары осуществляется под уровень мазута.

4.2.29. Надземные баки-резервуары хранения мазута обваловываются для предотвращения растекания мазута. Объем обвалования должен быть равен объему наибольшего резервуара.

4.2.30. На все приемные емкости и резервуары дня хранения жидкого топлива должны быть составлены градуировочные таблицы, которые обновляются после каждого Капитального ремонта, реконструкции резервуара, при изменении его формы и объема, после перемещения на новое место.

Градуировочные таблицы утверждаются техническим руководителем организации.

4.2.31. У разгружающихся цистерн не должно быть посторонних лиц. В работе по разгрузке топлива участвуют не менее двух человек.

Шланг в резервуар опускается так, чтобы не было падающей струи жидкого топлива.

При работе на сливном пункте жидкого топлива применяется инструмент, не дающий искры при ударе.

Заполнять резервуары и чистить их необходимо только в светлое время суток.

4.2.32. По утвержденному графику проводятся:

наружный осмотр мазутопроводов и арматуры – не реже 1 раза в год;

выборочная ревизия арматуры – не реже 1 раза в 4 года;

проверка паспортов на мазутопроводы и паровые спутники.

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

4.2.34. Фильтры топлива очищаются (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 очищаются при снижении их тепловой мощности на 30 % номинальной, но не реже 1 раза в год.

4.2.35. Резервные насосы, подогреватели и фильтры топлива должны содержаться в исправном состоянии и в постоянной готовности к работе.

Проверка включения резервного насоса от действия устройств автоматического ввода резерва проводится по утвержденному графику, но не реже 1 раза в месяц.

4.2.36. При выводе в ремонт трубопроводов или оборудования они надежно отключаются от работающих, дренируются и пропариваются.

На отключенных участках топливопроводов паровые или другие «спутники» отключаются.

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

4.2.38. Задвижки и вентили открываются руками. Применять рычаги и ударный инструмент для их открывания не допускается.

4.2.39. Резервуары необходимо освобождать от паров топлива путем естественного проветривания, при этом паропровод и проволока парового рукава во время пропаривания резервуара заземляются.

4.2.40. В напорных мазутопроводах котельных, оборудованных механическими форсунками, поддерживается постоянное давление согласно проекту с отклонением не более 0,1 МПа (1кгс/см^2).

4.2.41. Текущий и капитальный ремонты насосов жидкого топлива производятся по утвержденному графику и в сроки, соответствующие требованиям завода-изготовителя.

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

Контроль температуры мазута в резервуарах может осуществляться при помощи ртутных термометров, устанавливаемых на всасывающем патрубке топливных насосов.

4.2.43. Применение топлива, не предусмотренного проектом, в теплогенерирующих энергоустановках не допускается.

Газ

4.2.44. При эксплуатации газового хозяйства обеспечивается:

бесперебойная подача к горелочным устройствам 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.

4.2.45. У лица, ответственного за газовое хозяйство, постоянно хранится следующая документация:

приказ о назначении лица, ответственного за газовое хозяйство;

акт о приемке оборудования газового хозяйства;

технологические схемы газопроводов с указанием газоопасных колодцев и камер;

инструкции и эксплуатационная документация по безопасному пользованию газом;

планы ликвидации возможных аварий;

документы об обучении и проверке знаний персонала.

4.2.46. На каждый газопровод и оборудование газорегуляторных пунктов составляется паспорт с основными данными, характеризующими газопровод, оборудование, контрольно-измерительные приборы и помещение газорегуляторных пунктов.

В паспорт также заносятся сведения о ремонте газопроводов и оборудования газорегуляторных пунктов.

4.2.47. Колебание давления газа в газопроводе котельной не должно превышать величин, указанных в местной инструкции, но не выше 10 % рабочего давления.

По графику, но не реже 1 раза в месяц, проверяется действие сигнализации максимального и минимального давлений газа в газопроводе котельной после автоматических регуляторов давления.

4.2.48. Газ по обводной линии (байпасу) допускается подавать только в течение времени, необходимого для ремонта оборудования и арматуры, в период снижения давления газа перед газорегуляторными пунктами или газорегуляторными установками до величины, не обеспечивающей надежную работу регулятора давления.

4.2.49. Газопроводы при заполнении газом должны быть продуты до вытеснения всего воздуха. Окончание продувки определяется анализом или сжиганием отбираемых проб, при этом содержание кислорода в газе не должно превышать 1 %, а сгорание газа должно происходить спокойно, без хлопков.

Выпуск газовоздушной смеси при продувках газопроводов осуществляется в места, где исключена возможность попадания ее в здания, а также воспламенения от какого-либо источника огня.

Газопроводы при освобождении от газа продуваются воздухом до вытеснения всего газа. Окончание продувки определяется анализом, при этом остаточное содержание газа в продувочном воздухе должно быть не более 1/5 нижнего предела воспламенения газа.

4.2.50. Обход трассы подземных газопроводов, находящихся на территории котельной, проводится по графику, но не реже 1 раза в 2 дня. При этом проверяются на загазованность колодцы газопровода, а также расположенные на расстоянии до 15 м в обе стороны от газопровода другие колодцы (телефонные, водопроводные, теплофикационные), коллекторы, подвалы зданий и другие помещения, в которых возможно скопление газа.

При обнаружении газа в каком-либо из указанных сооружений дополнительно осматриваются колодцы, подвалы и другие подземные сооружения в радиусе 50 м от газопровода.

Одновременно с проветриванием сооружений и подвалов выявляются и устраняются утечки газа.

4.2.51. Для обслуживания подземных газопроводов обходчикам выдаются маршрутные карты с присвоенными им номерами. В каждой из них указываются 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.

4.2.52. Наличие газа в подвалах, коллекторах, колодцах и других подземных сооружениях проверяется 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.

Отбор проб воздуха из коллекторов, колодцев, подвалов и других подземных сооружений производится извне.

4.2.53. Проверка плотности подземных газопроводов и состояния их изоляции организуется в зависимости от условий эксплуатации газопроводов по графику, но не реже 1 раза в 5 лет, с помощью приборов без вскрытия грунта. Результаты проверки заносятся в паспорт газопроводов и учитываются при назначении видов и сроков их ремонта.

4.2.54. Осмотр всех газопроводов котельной проводится 1 раз в смену, а проверка плотности соединений газопровода и арматуры, установленной на нем, – 1 раз в сутки по внешним признакам утечки газа (по запаху, звуку) с использованием мыльной эмульсии.

Применение открытого огня для обнаружения утечки газа не допускается.

4.2.55. Внешний и внутренний осмотры помещений газорегуляторных пунктов с отбором и анализом проб воздуха на загазованность на уровне 0,25 м от пола и 0,4–0,7 м от потолка проводятся ежесуточно.

4.2.56. Техническое обслуживание газового оборудования организовывается по графику, но не реже 1 раза в месяц. Плановый ремонт проводится не реже 1 раза в год с разборкой регуляторов давления, предохранительных клапанов, фильтров, если в паспорте завода-изготовителя не указаны другие сроки.

Корпус фильтра после выемки фильтрующей кассеты тщательно очищается. Разборка и очистка кассеты проводятся вне помещений.

Очистка фильтра осуществляется также при достижении допустимого значения перепада давления, которое указывается в местных инструкциях.

4.2.57. Проверка настройки и действия предохранительных устройств (запорных и сбросных), а также приборов авторегулирования проводится перед пуском газа, после длительного (более 2 месяцев) останова оборудования, а также при эксплуатации не реже 1 раза в 2 месяца, если в инструкции завода-изготовителя не указаны другие сроки.

4.2.58. Газопроводы должны регулярно (по графику) дренироваться через специальные штуцера, устанавливаемые в нижних точках газопровода. Конденсат собирается в передвижные емкости и утилизируется.

Сброс удаленной из газопровода жидкости в канализацию не допускается.

4.3. Золоулавливание и золоудаление. Золоулавливающие установки

4.3.1. В котельных, работающих на твердом топливе, системы шлакозолоудаления должны обеспечивать надежное и бесперебойное удаление золы и шлаков, безопасность обслуживающего персонала, защиту окружающей среды от запыленности и загрязнения.

4.3.2. При общем выходе золы и шлаков из котельной более 150 кг/ч для их удаления применяются механические, пневматические или гидравлические системы шлакозолоудаления.

Удаление золы и шлака допускается предусматривать индивидуальным для каждого котла или общим для всей котельной, складирование золы и шлака, как правило, следует предусматривать совместно.

4.3.3. Для удаления золы и шлака из котельных с котлами, оборудованными топками ручного обслуживания, применяются монорельсовый подвесной транспорт, узкоколейные вагонетки или безрельсовые тележки с опрокидным кузовом.

4.3.4. Котельные установки, работающие на твердом топливе, как правило, оборудуются золоуловителями; обслуживающий персонал котельной осуществляет обеспечение бесперебойной работы золоулавливающей установки.

4.3.5. Степень очистки дымовых газов при номинальном режиме работы золоуловителей обеспечивается в соответствии с инструкцией завода-изготовителя или проектом.

4.3.6. Устройство и эксплуатация газоходов и золоуловителей должны обеспечить равномерное распределение газов между отдельными секциями золоуловителя и внутри каждой секции.

4.3.7. Отключающие устройства обводных газоходов у золоуловителей должны быть плотными.

4.3.8. Для предотвращения конденсации водяных паров на стенках золоулавливающих аппаратов и газоходов необходимо строго следить за состоянием изоляции наружной поверхности золоулавливающих аппаратов и отводящих газоходов.

4.3.9. Для предотвращения присосов воздуха в золоуловителях золосмывные аппараты обеспечиваются гидравлическими затворами.

4.3.10. Для предупреждения образования в золоуловителе сквозных отверстий при сжигании многозольных топлив на все изнашивающиеся детали наносятся защитные покрытия.

4.3.11. Пол зольного помещения выполняется гладким, с уклоном к дренажным каналам. Каналы перекрываются на уровне пола.

4.3.12. Затворы шлаковых бункеров и смотровые окна-гляделки в шлаковых шахтах выполняются плотными.

4.3.13. При выгрузке шлака и золы из бункеров принимаются меры для защиты от запыления и загрязнения окружающей территории.

4.3.14. Состояние золоуловителей и их систем контролируется эксплуатационным персоналом не реже 1 раза в смену комиссией под руководством лица, ответственного за технический и технологический контроль.

Контроль присосов воздуха в золоуловители котла организуется не реже 1 раза в месяц.

Выявленные неплотности в корпусах золоуловителей, дефекты их внутреннего оборудования и систем устраняются, если нет необходимости останавливать оборудование, в 3-дневный срок.

4.3.15. При останове котла на 3 суток и более золоуловители осматриваются и очищаются от отложений.

4.3.16. Эксплуатационные испытания золоуловителей выполняются при вводе их в эксплуатацию из монтажа, а также после капитального ремонта или реконструкции.

Для проведения эксплуатационных испытаний золоуловители оборудуются штуцерами, лючками и другими приспособлениями, а также стационарными площадками для обслуживания используемых при испытаниях приборов.

4.3.17. Капитальные и текущие ремонты золоуловителей выполняются в период капитального и текущего ремонта котла.

4.3.18. Изменение конструкции либо модернизация золоуловителей разрешается только после согласования с организацией – разработчиком золоулавливающей установки.

5. ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИЕ ЭНЕРГОУСТАНОВКИ

5.1. Вспомогательное оборудование котельных установок (дымососы, насосы, вентиляторы, деаэраторы, питательные баки, конденсатные баки, сепараторы и т. п.)

5.1.1. Для питания котлов водой допускается применение центробежных и поршневых насосов с электрическим, паровым или ручным приводом.

5.1.2. На корпусе каждого насоса прикрепляется табличка, в которой указываются следующие данные:

наименование завода-изготовителя;

год изготовления и заводской номер;

номер по схеме котельной;

номинальная производительность при номинальной температуре воды;

частота вращения рабочего колеса центробежных насосов или число ходов поршня для поршневых насосов;

максимальный напор при номинальной производительности;

номинальная температура перекачиваемой среды перед насосом.

5.1.3. Деаэраторы атмосферного и вакуумного типа оборудуются гидрозатворами и охладителями выпара.

5.1.4. Деаэраторный бак-аккумулятор оборудуется предохранительными клапанами, не менее двух, для избежания повышения давления, кроме того, гидравлическим затвором высотой не менее 3,5–4 м и диаметром 70 мм на случай образования разрежения.

На деаэраторном баке устанавливаются водоуказательное стекло с тремя кранами (паровым, водяным и продувочным), регулятор уровня воды в баке, регулятор давления, контрольно-измерительные приборы, автоматизация регулирования уровня воды.

Для предотвращения вспенивания воды деаэратор устанавливается на высоте не менее 7 м над насосом.

5.1.5. При принудительной циркуляции воды в системе отопления в котельной должно быть не менее двух сетевых насосов, один из которых резервный.

5.1.6. Допускается не устанавливать резервный насос при четырех рабочих сетевых насосах в одной группе.

5.1.7. Количество и производительность сетевых и подпиточных насосов должны обеспечивать нормальную работу систем теплопотребления.

5.1.8. Для подпитки системы без расширительного сосуда в котельной устанавливается не менее двух насосов с электрическим приводом; подпиточные насосы должны автоматически поддерживать давление в системе.

5.1.9. Для подпитки системы отопления с расширительным сосудом в котельной должно быть не менее двух насосов, в том числе допускается один ручной.

5.1.10. Для подпитки водогрейных котлов с рабочим давлением до 0,4 МПа (4 кгс/см^2) и общей поверхностью нагрева не более 50 м^2, работающих на систему отопления с естественной циркуляцией, допускается применять один ручной насос.

5.1.11. Допускается подпитка системы отопления от водопровода при условии, что напор воды в водопроводе превышает статическое давление в нижней точке системы не менее чем на 0,1 МПа (1 кгс/см^2) после химводоподготовки. В этом случае на водопроводе в непосредственной близости от котлов устанавливаются: запорный вентиль, обратный клапан и манометр.

5.1.12. Установка для подпитки тепловых сетей должна обеспечивать их подпитку химически очищенной деаэрированной водой в рабочем режиме и аварийную подпитку.

5.1.13. Подпитка водогрейных котлов, работающих на систему отопления с принудительной циркуляцией, производится в трубопровод на всасывании сетевых насосов системы отопления, а при естественной циркуляции – в обратный трубопровод системы отопления на расстояния не менее 3 м от запорного устройства котла.

5.1.14. 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.

5.1.15. Для предотвращения кавитации давление среды во всасывающем патрубке насоса должно быть не ниже допустимого по инструкции завода-изготовителя и подлежит периодическому контролю.

5.1.16. При работе насосов, дымососов, вентиляторов и аналогичного оборудования температура подшипников не должна превышать более чем на 40–50 °С температуру окружающего воздуха и во всех случаях не быть выше 70 °С. Пуск в работу этого оборудования

при неисправных системах охлаждения подшипников, предусмотренных проектом или инструкцией завода-изготовителя, не допускается.

5.1.17. Смена смазки подшипников и промывка их корпусов производятся через 10–15 суток в первый месяц работы оборудования и в дальнейшем – через 30–40 суток.

5.1.18. Вращающиеся агрегаты котельных (насосы, дымососы, вентиляторы и др.) проходят вибродиагностический контроль при вводе в эксплуатацию из монтажа, перед выводом в ремонт и после капитального ремонта, а также в процессе эксплуатации (мониторинг).

5.1.19. Нормальное вибросостояние тягодутьевых машин насосов, двигателей в установившемся режиме не должно превышать 4,5 мм/с по среднеквадратическому значению (СКЗ) виброскорости в диапазоне частот от 10 до 1 000 Гц.

Агрегаты с оборотами 1500 об/мин и ниже дополнительно должны не превышать удвоенной амплитуды колебаний подшипников (размах виброперемещений) по следующим значениям: 1500 об/мин – 60 мкм, 750 об/мин и менее – 90 мкм.

При повышенных значениях вибрации агрегат подлежит отключению.

5.1.20. Всасывающие отверстия дутьевых вентиляторов или их заборных коробов защищаются сеткой.

5.1.21. Резервные питательные насосы находятся в постоянной пусковой готовности и опробываются не реже 1 раза в смену.

5.1.22. При эксплуатации двух и более параллельно работающих деаэраторов задвижки на уравнительных линиях по паровому и водяному пространству баков-деаэраторов находятся в открытом положении.

5.2. Трубопроводы и арматура

5.2.1. Руководитель организации назначает лиц, ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов, из числа инженерно-технических работников (начальников цехов и служб), прошедших проверку знаний правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды, настоящих Правил и другой отраслевой нормативной документации (инструкций, противоаварийных циркуляров и т. п.).

5.2.2. В организации составляются перечни трубопроводов, подлежащих регистрации в органах Госгортехнадзора России и учету на предприятии. В перечнях указываются лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов. На каждый трубопровод заводится паспорт по установленной форме.

5.2.3. Арматура должна использоваться строго в соответствии с ее функциональным назначением. Использование запорной арматуры в качестве регулирующей не допускается. Арматура условным диаметром 50 мм и более должна иметь паспорта установленной формы.

5.2.4. Схема трубопроводов и их эксплуатация должны исключить возникновение дополнительных внутренних напряжений элементов трубопроводов, связанных с их температурным удлинением или другими внешними усилиями, превышающими расчетные.

5.2.5. После капитального ремонта, а также ремонтов, связанных с вырезкой и переваркой участков трубопровода, заменой арматуры и тепловой изоляции, перед включением оборудования в работу проверяются:

исправность неподвижных и подвижных опор и пружинных креплений;

размер затяжки пружин подвесок и опор в холодном состоянии;

исправность индикаторов тепловых перемещений;

возможность свободного перемещения трубопроводов при их прогреве;

состояние дренажей и воздушников, предохранительных устройств;

легкость хода подвижных частей арматуры;

соответствие сигнализации крайних положений запорной арматуры («Открыто» – «Закрыто») на щитах управления ее фактическому положению;

исправность тепловой изоляции.

Также проводятся гидравлические испытания с целью проверки прочности и плотности отремонтированного участка со всеми элементами и арматурой пробным давлением. Результаты испытаний вносятся в паспорт.

Арматура и фасонные детали трубопроводов должны подвергаться гидравлическому испытанию пробным давлением в соответствии с действующим стандартом.

Минимальная величина пробного давления при гидравлическом испытании должна составлять 1,25 рабочего давления, но не менее 0,2 МПа (2 кгс/см^2).

Максимальная величина пробного давления устанавливается с расчетом на прочность по нормативно-технической документации, согласованной с Госгортехнадзором России.

Величину пробного давления выбирает предприятие-изготовитель (проектная организация) в пределах между минимальным и максимальным значениями.

5.2.6. *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.

5.2.7. При прокладке дренажных линий должно быть учтено направление тепловых перемещений во избежание защемления трубопроводов.

5.2.8. При объединении дренажных линий нескольких трубопроводов на каждом из них устанавливается запорная арматура.

5.2.9. Арматура должна иметь надписи, определяющие ее назначение, быть занумерованной по технологической схеме трубопроводов, а также иметь указатели направления вращения штурвалов.

5.2.10. Регулирующие клапаны оборудуются указателями степени открытия регулирующего органа, а запорная арматура – указателями «Открыто» и «Закрыто». Арматура должна быть доступна для обслуживания.

5.2.11. В местах установки арматуры и индикаторов тепловых перемещений паропроводов устанавливаются площадки обслуживания.

5.2.12. Ремонт трубопроводов и арматуры выполняется одновременно с ремонтом соответствующей тепловой энергоустановки.

5.2.13. Тепловая изоляция фланцевых соединений, арматуры и участков трубопроводов, подвергающихся периодическому контролю (сварные соединения и т. п.), должна быть съемной.

5.2.14. Тепловая изоляция трубопроводов, расположенных на открытом воздухе, вблизи масляных баков, маслопроводов, мазутопроводов, оснащается покрытием для предохранения ее от пропитывания влагой или нефтепродуктами.

5.2.15. Для тепловой изоляции применяются материалы, не вызывающие коррозии металла трубопроводов.

5.3. Паровые и водогрейные котельные установки

5.3.1. Общий порядок, последовательность и условия выполнения основных технологических операций, обеспечивающих безаварийную и экологически безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок, устанавливается инструкциями по эксплуатации, противоаварийной инструкцией, утвержденными техническим руководителем организации, с учетом инструкций заводов-изготовителей и настоящих Правил.

5.3.2. При эксплуатации котлов, водоподогревателей и утилизационных теплообменников обеспечиваются:

надежность и безопасность работы;

возможность достижения номинальной производительности, параметров и качества пара и воды;

экономичный режим работы, установленный на основании испытаний и заводских инструкций;

регулировочный диапазон нагрузок, определенный для каждого типа тепловой энергоустановки, а для котлов – и вида сжигаемого топлива;

минимально допустимые нагрузки;

минимальное загрязнение окружающей среды.

5.3.3. При вводе в эксплуатацию новых, модернизируемых и реконструируемых действующих котельных установок, при переводе на другой вид топлива проводятся пусконаладочные работы по котлам, вспомогательному оборудованию, устройствам и системам, обеспечивающим надежную и экономичную работу котельных.

5.3.4. В процессе пусконаладочных испытаний и на их основе устанавливается режим работы котлов и другого оборудования котельной установки и разрабатываются режимные карты.

Режимные карты по эксплуатации котлов, утвержденные техническим руководителем организации, должны находиться на щитах управления.

5.3.5. Котлы и другое оборудование котельных оборудуются необходимыми приборами и приспособлениями для проведения пусконаладочных работ и режимных испытаний.

5.3.6. Режим работы котла ведется строго по режимной карте, составленной на основе испытаний оборудования и инструкции по монтажу и эксплуатации завода-изготовителя. При реконструкции котла и изменении марки или качества топлива проводятся новые режимно-наладочные испытания с выдачей режимных карт.

В объем режимно-наладочных испытаний входят: подготовительные работы; экспериментальные работы; балансовые испытания с выдачей режимных карт.

5.3.7. Режимно-наладочные испытания проводятся не реже 1 раза в 5 лет для котлов на твердом и жидком топливе и не реже 1 раза, в 3 года для котлов на газообразном топливе. Для последних при стабильной работе периодичность может быть увеличена по согласованию с органом государственного энергетического надзора.

5.3.8. Растопка и остановка котла могут производиться только по указанию ответственного лица с соответствующей записью об этом в оперативном журнале по утвержденной программе в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя. О времени растопки уведомляется весь персонал смены.

5.3.9. При наличии признаков загазованности помещения котельной включение электрооборудования, растопка котла, а также использование открытого огня не допускаются.

5.3.10. Если котел растапливается вновь после ремонта, монтажа или реконструкции, перед закрытием люков и лазов необходимо:

убедиться, что внутри котла, в газоходах и в топке нет людей и посторонних предметов;

проверить, нет ли заглушек у предохранительных клапанов и на трубопроводах, подведенных к котлу;

проверить, очищены ли от накипи отверстия для присоединения арматуры и контрольно-измерительных приборов;

проверить состояние обмуровки котла, при наличии трещин заделать их огнеупорным глиняным раствором;

проверить наличие, исправность и готовность к включению вспомогательного оборудования, контрольно-измерительных приборов, средств дистанционного управления арматурой и механизмами, авторегуляторов, устройств защиты, блокировок и средств оперативной связи. При неисправности блокировок и устройств защиты, действующих на останов котла, пуск его не допускается;

при невозможности проверки исполнительных органов в связи с тепловым состоянием агрегата проверка защиты осуществляется без воздействия на исполнительные органы;

проверить наличие необходимого давления в питающей (водопроводной) магистрали по прибору;

проверить путем кратковременного пуска исправность всех питательных, сетевых и других насосов.

5.3.11. После закрытия люков и лазов необходимо проверить:

у паровых котлов – заполнение водой котла до низшего уровня по водоуказательному стеклу, а также заполнение водой выкидного предохранительного устройства до уровня установленного на нем контрольного крана. Пуск котла при неисправных предохранительных устройствах или при наличии между ними и котлом запорных приспособлений не допускается;

у водогрейных котлов – заполнение водой котла и системы отопления по выходу воды из сигнальной трубки расширительного бака, по манометру на котле и системе отопления и горячего водоснабжения.

5.3.12. При растопках и остановах котлов организовывается контроль за температурным режимом барабана. Скорость прогрева и охлаждения нижней образующей барабана и перепад температур между верхней и нижней образующими барабана не должны превышать значений, установленных заводской инструкцией. На всех типах котлов ускоренное расхолаживание не допускается.

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

5.3.14. При работе котла верхний предельный уровень воды не должен превышать уровень, установленный заводом-изготовителем или скорректированный на основе пусконаладочных испытаний. Нижний уровень не должен быть ниже установленного заводом-изготовителем.

5.3.15. Котлы перед растопкой заполняются деаэрированной химически очищенной водой. При отсутствии в котельной деаэрационной установки допускается заполнять чугунные котлы химически очищенной водой.

5.3.16. Расход сетевой воды перед растопкой водогрейного котла устанавливается и поддерживается в дальнейшей работе не ниже минимально допустимого, определяемого заводом-изготовителем для каждого типа котла.

5.3.17. Мазутные форсунки перед установкой на место испытываются на водяном стенде для 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 %. Работа мазутных форсунок без организованного подвода в них воздуха не допускается.

5.3.18. При эксплуатации форсунок и паромазутопроводов выполняются условия, исключающие попадание мазута в паропровод.

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

5.3.20. При работе котлов на твердом или газообразном топливе, когда мазут является резервным или растопочным топливом, схемы мазутохозяйства и мазутопроводов должны быть в состоянии, обеспечивающем немедленную подачу мазута к котлам.

5.3.21. При разрыве мазутопровода или газопровода в пределах котельной или сильных утечках мазута (газа) принимаются все меры для предотвращения истечения топлива через поврежденные участки вплоть до отключения мазутонасосной и закрытия запорной арматуры на газорегуляторных пунктах, а также для предупреждения пожара или взрыва.

5.3.22. Топка и весь газовый тракт котлов должны быть плотными.

5.3.23. Допустимые присосы в элементы газового тракта регламентируются заводом-изготовителем.

5.3.24. Плотность ограждающих поверхностей котла и газоходов контролируется путем осмотра и инструментального определения присосов воздуха 1 раз в месяц. Присосы в топку определяются не реже 1 раза в год, а также до и после капитального ремонта. Неплотности топки и газоходов котла должны быть устранены.

5.3.25. Предохранительные клапаны должны иметь табличку с указанием:

давления срабатывания клапана;

срока проведения испытания;

срока следующего проведения испытания.

5.3.26. Эксплуатация котлов с недействующим предохранительным устройством не допускается.

5.3.27. Эксплуатация котлов, в конструкции которых предусмотрены технические мероприятия для повышения коэффициента полезного действия и снижения вредных выбросов в атмосферу (экономайзер, воздухоподогреватель, возврат уноса, острое дутье и др.), без использования этих технических мероприятий не допускается.

5.3.28. При обнаружении свищей и трещин в питательных трубопроводах, паропроводах пара, а также в их арматуре аварийный участок отключается.

5.3.29. Если при отключении невозможно резервировать аварийный участок, то оборудование, связанное с этим участком, останавливается.

5.3.30. На установках со стальными водогрейными котлами, работающими в базовом режиме при основном или резервном топливе – мазуте с приведенным содержанием серы 0,2 % и более, для борьбы с интенсивной низкотемпературной сернокислотной коррозией поверхностей нагрева котлов следует руководствоваться инструкцией завода-изготовителя.

5.3.31. Работа котла при камерном сжигании топлива без постоянного надзора персонала допускается при наличии автоматики, обеспечивающей:

контроль и ведение режима работы с удаленного диспетчерского пульта управления;

останов котла при нарушениях режима, способных вызвать повреждение котла, с одновременной сигнализацией на удаленный диспетчерский пульт управления.

При этом необходимо организовать круглосуточное дежурство на оперативно-диспетчерском пульте.

5.3.32. В котельных, работающих без постоянного обслуживающего персонала, на диспетчерский пункт должны выноситься сигналы (световые и звуковые):

неисправности оборудования, при этом в котельной фиксируется причина вызова;

срабатывания главного быстродействующего запорного клапана топливоснабжения котельной;

для котельных, работающих на газообразном топливе, при достижении загазованности помещения 10 % от нижнего предела воспламеняемости газа, CO;

пожар;

несанкционированное проникновение.

5.3.33. Спуск воды из остановленного парового котла с естественной циркуляцией разрешается после снижения давления в нем до атмосферного, а при наличии вальцовочных соединений – при темпера-

туре воды не выше 80 °С. Спускать воду из водогрейного котла разрешается после охлаждения воды в нем до температуры, равной температуре воды в обратном трубопроводе, но не выше 70 °С.

5.3.34. Оставлять котлы без надзора до полного прекращения горения в топке, удаления из нее остатков топлива и снижения давления до нуля не допускается.

5.3.35. При ремонте или длительном останове котла, а также при останове отопительной котельной на летнее время газопроводы котла (котельной) должны быть отключены и продуты, а после запорных устройств установлены заглушки.

5.3.36. Перед пуском котла после ремонта или длительного нахождения в резерве (более 3 суток) проверяются исправность и готовность к включению вспомогательного оборудования, контрольно-измерительных приборов, средств дистанционного управления арматурой и механизмами, авторегуляторов, устройств защиты, блокировок и средств оперативной связи.

5.3.37. По окончании отопительного сезона или при останове водогрейные котлы и теплосети консервируются. Способы консервации выбираются специализированной наладочной организацией, исходя из местных условий, на основе рекомендаций действующих методических указаний по консервации теплоэнергетического оборудования и вносятся в инструкцию по консервации, утверждаемую техническим руководителем организации. При пуске водогрейных котлов в эксплуатацию, а также перед началом отопительного сезона тепловые сети и внутренние системы теплопотребления предварительно промываются.

5.3.38. Монтаж и эксплуатация вспомогательного оборудования осуществляются в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей по монтажу и эксплуатации. Перед включением его в работу проверяется исправность предохранительных клапанов, автоматических устройств, арматуры и контрольно-измерительных приборов.

5.3.39. Деаэраторы 1 раз в год подвергаются внутреннему осмотру через съемные люки, а при необходимости – текущему ремонту и чистке деаэрирующих элементов.

5.3.40. Атмосферные и вакуумные деаэраторы перед включением в работу после монтажа и ремонта, связанного с восстановлением плотности деаэратора, а также по мере необходимости подвергаются испытанию на прочность и плотность избыточным давлением 0,2 МПа (2,0 кгс/см^2), но не реже, чем через каждые 8 лет.

5.3.41. 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 % от номинального.

5.3.42. В водогрейных котлах, трубопроводах и вспомогательном оборудовании насосно-подогревательной установки при расчетном расходе сетевой воды по данным испытаний устанавливаются потери напора для последующего контроля в процессе эксплуатации.

5.3.43. Гидравлические испытания проводятся на вновь смонтированных установках, после проведения ремонта, а также периодически не реже 1 раза в 3 года.

Минимальное значение пробного давления при гидравлическом испытании для котлов, пароперегревателей, экономайзеров, а также трубопроводов в пределах котла принимается:

при рабочем давлении не более 0,5 МПа (5 кгс/см^2) минимальное значение пробного давления принимается 1,5 рабочего, но не менее 0,2 МПа (2 кгс/см^2);

при рабочем давлении более 0,5 МПа (5 кгс/см^2) минимальное значение пробного давления принимается 1,25 рабочего, но не менее рабочего плюс 0,3 МПа (3 кгс/см^2);

при проведении гидравлического испытания барабанных котлов, а также их пароперегревателей и экономайзеров за рабочее давление принимается давление в барабане котла, а для безбарабанных и прямоточных котлов с принудительной циркуляцией – давление питательной воды на входе в котел, установленное конструкторской документацией.

Максимальное значение пробного давления устанавливается расчетами на прочность по нормативно-технической документации, согласованной с Госгортехнадзором России.

Вновь смонтированные паровые и водогрейные котлы до ввода в эксплуатацию должны быть подвергнуты гидравлическому испытанию на прочность и плотность в соответствии с требованиями, установленными Госгортехнадзором России.

5.3.44. Давление воды при испытании контролируется двумя манометрами, из которых один с классом точности не ниже 1,5.

5.3.45. Гидравлическое испытание должно проводиться водой температурой не ниже 5 и не выше 40 °С. В случаях, когда это необходимо по условиям характеристик металла, верхний предел температуры воды может быть увеличен до 80 °С в соответствии с рекомендацией специализированной научно-исследовательской организации.

5.3.46. Время выдержки под пробным давлением составляет не менее 10 мин.

5.3.47. После снижения пробного давления до рабочего производится тщательный осмотр всех элементов энергоустановки, сварных швов по всей их длине.

5.3.48. Водяной или паровой тракт считается выдержавшим испытание на прочность и плотность, если не обнаружено:

признаков разрыва;

течи, слезок и потения на основном металле и в сварных соединениях;

остаточных деформаций.

В развальцованных и разъемных соединениях допускается появление отдельных капель, которые при выдержке времени не увеличиваются в размерах.

5.3.49. При эксплуатации трубопроводов и арматуры контролируются:

величины тепловых перемещений трубопроводов и их соответствие расчетным значениям по показаниям индикаторов; наличие защемления и повышенной вибрации трубопроводов;

плотность предохранительных устройств, арматуры и фланцевых соединений;

температурный режим работы металла при пусках и остановах;

степень затяжки пружин подвесок опор в рабочем и холодном состоянии – не реже 1 раза в 2 года;

герметичность сальниковых уплотнений арматуры;

соответствие показаний указателей положения регулирующей арматуры на щитах управления ее фактическому положению;

наличие смазки подшипников, узлов приводных механизмов, редукторов электроприводов арматуры.

5.3.50. Регулирование температуры воды на выходе из сетевых подогревателей и на выводах тепловой сети должно быть равномерным со скоростью, не превышающей 30 °С в 1 ч.

5.3.51. Подачу греющей среды в корпусы теплообменных аппаратов следует осуществлять после установления циркуляции нагреваемой среды в теплообменном аппарате.

5.3.52. Устройства контроля, авторегулирования и защиты постоянно находятся в рабочем состоянии, периодически в соответствии с требованиями завода-изготовителя выполняются регламентные работы.

5.3.53. Средства технологических защит (первичные измерительные преобразователи, измерительные приборы, сборки зажимов, ключи и переключатели, запорная арматура импульсных линий и др.) должны иметь внешние отличительные признаки (красный цвет и др.). На панелях защит с обеих сторон на установленной на них аппаратуре должны быть надписи, указывающие их назначение.

5.3.54. Исполнительные органы защит и устройств автоматического включения резерва технологического оборудования проверяются персоналом котельной и персоналом, обслуживающим эти средства, перед пуском оборудования после его простоя более 3 суток или если во время останова на срок менее 3 суток проводились ремонтные работы в цепях защит.

5.3.55. При невозможности проверки исполнительных органов в связи с тепловым состоянием агрегата проверка защиты осуществляется без воздействия на исполнительные органы.

5.3.56. На шкалах приборов должны быть отметки уставок срабатывания защит.

5.3.57. Значения уставок и выдержек времени срабатывания технологических защит определяются заводом-изготовителем. В случае реконструкции оборудования или отсутствия данных заводов-изготовителей уставки и выдержки времени устанавливаются на основании результатов испытаний.

5.3.58. Аппаратура защиты, имеющая устройства для изменения уставок, пломбируется (кроме регистрирующих приборов). Пломбы разрешается снимать только работникам, обслуживающим устройство защиты, с записью об этом в оперативном журнале.

5.3.59. Снятие пломб разрешается только при отключенных устройствах защиты.

5.3.60. Технологические защиты, действующие на отключение оборудования, снабжаются устройствами, фиксирующими первопричину их срабатывания, и находятся в эксплуатации в течение всего времени работы защищаемого оборудования.

5.3.61. Ввод в эксплуатацию технологических защит после монтажа или реконструкции выполняется по указанию лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок, с записью в журнал.

5.3.62. Все случаи срабатывания защит, а также их аварий и инцидентов учитываются и анализируются причины неисправностей.

5.3.63. В котельной необходимо вести документацию в объеме требований настоящих Правил. При этом в обязательном порядке в оперативный журнал записываются:

сдача, приемка смены;

характеристика состояния оборудования;

все переключения в схемах оборудования, должность и фамилия лица, давшего распоряжение на переключение (за исключением случаев аварийной остановки при срабатывании технологических защит, в этом случае делается запись о первопричине срабатывания защиты).

5.3.64. Для записей параметров работы котлов и котельного оборудования (водоуказательных приборов, сигнализаторов предельных уровней воды, манометров, предохранительных клапанов, питательных устройств, средств автоматики), а также о продолжительности продувки котлов используется суточная ведомость или журнал режимов работы оборудования.

5.3.65. Проверка водоуказательных приборов продувкой и сверка показаний сниженных указателей уровня воды с водоуказательными приборами прямого действия осуществляются не реже 1 раза в смену, с записью в оперативном журнале.

5.3.66. Проверку исправности действия предохранительных клапанов их кратковременным «подрывом» производят при каждом пуске котла в работу и периодически 1 раз в смену. Работа котлов и водоподогревателей с неисправными или неотрегулированными предохранительными клапанами не допускается.

5.3.67. Котел немедленно останавливается и отключается действием защит или персоналом в случаях, предусмотренных производственной инструкцией, и в частности в случаях:

обнаружения неисправности предохранительных клапанов;

если давление в барабане котла поднялось выше разрешенного на 10 % и продолжает расти;

снижения уровня воды ниже низшего допустимого уровня;

повышения уровня воды выше высшего допустимого уровня;

прекращения действия всех питательных насосов;

прекращения действия всех указателей уровня воды прямого действия;

если в основных элементах котла (барабане, коллекторе, паросборной камере, пароводоперепускных и водоспускных трубах, паровых и питательных трубопроводах, жаровой трубе, огневой коробке, кожухе топки, трубной решетке, внешнем сепараторе, арматуре) будут обнаружены трещины, выпучины, пропуски в их сварных швах, обрыв анкерного болта или связи;

погасания факелов в топке при камерном сжигании топлива;

снижения расхода воды через водогрейный котел ниже минимально допустимого значения;

снижения давления воды в тракте водогрейного котла ниже допустимого;

повышения температуры воды на выходе из водогрейного котла до значения на 20 °С ниже температуры насыщения, соответствующей рабочему давлению воды в выходном коллекторе котла;

неисправности автоматики безопасности или аварийной сигнализации, включая исчезновение напряжения на этих устройствах;

возникновения в котельной пожара, угрожающего обслуживающему персоналу или котлу;

несрабатывания технологических защит, действующих на останов котла;

разрыва газопровода котла;

взрыва в топке, взрыва или загорания горючих отложений в газоходах, разогрева докрасна несущих балок каркаса котла;

обрушения обмуровки, а также других повреждениях, угрожающих персоналу или оборудованию.

5.3.68. Порядок аварийной остановки котла указывается в производственной инструкции. Причины аварийной остановки котла и принятые меры по их устранению записываются в сменном журнале.

5.4. Тепловые насосы

5.4.1. Тепловые насосы, предназначенные для выработки тепловой энергии с использованием низкопотенциального тепла, должны удовлетворять требованиям действующих нормативно-технических документов и настоящих Правил.

5.4.2. Применение тепловых насосов целесообразно в качестве двухцелевых установок, одновременно производящих искусственный холод и тепловую энергию для целей теплоснабжения.

5.4.3. Резервирование тепловых насосов определяется требованиями надежности к источнику теплоты.

5.4.4. Систему теплоснабжения на основе тепловых насосов следует, как правило, проектировать из двух или большего числа машин или установок охлаждения; допускается проектировать одну машину или одну установку охлаждения с регулируемой мощностью.

5.4.5. Тепловые насосы поставляются в полной заводской готовности согласно комплекту поставки (компрессоры, трубопроводы, теплообменники, предохранительные клапаны, средства автоматики и т. п.) и монтируются специализированной подрядной организацией, имеющей разрешение и сертификат завода-изготовителя.

5.4.6. Материалы частей оборудования, подвергающиеся действию низких температур, не должны иметь необратимых структурных изменений и должны сохранять необходимую прочность при этих температурах.

5.4.7. Помещения для установки тепловых насосов и тепловые насосы по взрывопожарной и пожарной опасности по степени защиты от поражения электрическим током должны соответствовать установленным требованиям.

5.4.8. Эксплуатация теплового насоса с неисправными защитами, действующими на останов, не допускается. Помещения оборудования низкотемпературного источника теплоты с температурой 0 °С и ниже оборудуются системой светозвуковой сигнализации «Человек в камере», сигнал от которой должен поступать на пульт в помещение оперативного персонала.

5.4.9. Особенности эксплуатации теплового насоса определяются нормативно-технической документацией завода-изготовителя, проектом, требованиями, установленными Госгортехнадзором России и настоящими Правилами, что отражается в инструкции по эксплуатации.

5.4.10. Техническое освидетельствование установок (внешний, внутренний осмотр, испытания на прочность и плотность) необходимо производить до пуска в работу и периодически в процессе эксплуатации. Все результаты освидетельствования заносятся в паспорта оборудования.

5.5. Теплогенераторы

5.5.1. Теплогенераторы предназначаются для инфракрасного или воздушного отопления и вентиляции зданий различного назначения.

5.5.2. Теплогенераторы, использующие в качестве топлива природный газ, проектируются, монтируются, испытываются и эксплуатируются в соответствии с установленными правилами.

5.5.3. Теплогенераторы, потребляющие электроэнергию, выполняются в соответствии с правилами устройства электроустановок, а их эксплуатация должна быть организована в соответствии с правилами эксплуатации электроустановок потребителей.

5.5.4. Теплогенераторы, использующие дизельное топливо, проектируются, монтируются, испытываются и эксплуатируются в соответствии с требованиями по взрывобезопасности при сжигании жидкого топлива.

5.5.5. Теплогенераторы оснащаются необходимыми средствами автоматики и защиты.

5.5.6. Особенности эксплуатации каждого конкретного теплогенератора определяются нормативно-технической документацией завода-изготовителя, проектом на энергоустановку, что отражается в эксплуатационной инструкции, а также настоящими Правилами.

5.6. Нетрадиционные теплогенерирующие энергоустановки

5.6.1. К нетрадиционным теплогенерирующим энергоустановкам относятся энергоустановки, использующие энергию альтернативных видов топлива (биомассы, биогаза, генераторного газа и др.) и возобновляемых источников энергии (энергию солнца, ветра, теплоты земли и другие), а также редко применяемые виды энергии или вторичные технологические энергоносители.

5.6.2. Особенности эксплуатации каждой конкретной теплогенерирующей энергоустановки определяются нормативно-технической документацией завода-изготовителя, проектом на энергоустановку, что отражается в эксплуатационной инструкции, а также настоящими Правилами.

5.6.3. При проектировании нетрадиционных теплогенерирующих энергоустановок следует предусматривать необходимые системы (химводоподготовка, автоматика безопасности, регулирования, блокировки и сигнализации) и выполнение природоохранных мероприятий, предусмотренных настоящими Правилами и другими нормативно-техническими документами.

6. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

6.1. Технические требования

6.1.1. Способ прокладки новых тепловых сетей, строительные конструкции, тепловая изоляция должны соответствовать требованиям действующих строительных норм и правил и других нормативно-технических документов. Выбор диаметров трубопроводов осуществляется в соответствии с технико-экономическим обоснованием.

6.1.2. Трубопроводы тепловых сетей и горячего водоснабжения при 4-трубной прокладке следует, как правило, располагать в одном канале с выполнением раздельной тепловой изоляции каждого трубопровода.

6.1.3. Уклон трубопроводов тепловых сетей следует предусматривать не менее 0,002 независимо от направления движения теплоносителя и способа прокладки теплопроводов. Трассировка трубопроводов должна исключать образование застойных зон и обеспечивать возможность полного дренирования.

Уклон тепловых сетей к отдельным зданиям при подземной прокладке принимается от здания к ближайшей камере. На отдельных участках (при пересечении коммуникаций, прокладке по мостам и т. п.) допускается прокладывать тепловые сети без уклона.

6.1.4. В местах пересечения тепловых сетей при их подземной прокладке в каналах или тоннелях с газопроводами предусматриваются на тепловых сетях на расстоянии не более 15 м по обе стороны от газопровода устройства для отбора проб на утечку.

Прохождение газопроводов через строительные конструкции камер, непроходных каналов и ниш тепловых сетей не допускается.

6.1.5. При пересечении тепловыми сетями действующих сетей водопровода и канализации, расположенных над трубопроводами тепловых сетей, а также при пересечении газопроводов следует выполнять устройство футляров на трубопроводах водопровода, канализации и газа на длине 2 м по обе стороны от пересечения (в свету).

6.1.6. На вводах трубопроводов тепловых сетей в здания необходимо предусматривать устройства, предотвращающие проникновение воды и газа в здания.

6.1.7. В местах пересечения надземных тепловых сетей с высоковольтными линиями электропередачи необходимо выполнить заземление (с сопротивлением заземляющих устройств не более 10 Ом) всех электропроводящих элементов тепловых сетей, расположенных на расстоянии по 5 м в каждую сторону от оси проекции края конструкции воздушной линии электропередачи на поверхность земли.

6.1.8. В местах прокладки теплопроводов возведение строений, складирование, посадка деревьев и многолетних кустарников не допускаются. Расстояние от проекции на поверхность земли края строительной конструкции тепловой сети до сооружений определяется в соответствии со строительными нормами и правилами.

6.1.9. Материалы труб, арматуры, опор, компенсаторов и других элементов трубопроводов тепловых сетей, а также методы их изготовления, ремонта и контроля должны соответствовать требованиям, установленным Госгортехнадзором России.

6.1.10. Для трубопроводов тепловых сетей и тепловых пунктов при температуре воды 115 °С и ниже, при давлении до 1,6 МПа включительно допускается применять неметаллические трубы, если их качество удовлетворяет санитарным требованиям и соответствует параметрам теплоносителя.

6.1.11. Проверке неразрушающими методами контроля подвергаются сварные соединения трубопроводов в соответствии с объемами и требованиями, установленными Госгортехнадзором России.

6.1.12. Неразрушающим методам контроля следует подвергать 100 % сварных соединений трубопроводов тепловых сетей, прокладываемых в непроходных каналах под проезжей частью дорог, в футлярах, тоннелях или технических коридорах совместно с другими инженерными коммуникациями, а также при пересечениях:

железных дорог и трамвайных путей – на расстоянии не менее 4 м, электрифицированных железных дорог – не менее 11 м от оси крайнего пути;

железных дорог общей сети – на расстоянии не менее 3 м от ближайшего сооружения земляного полотна;

автодорог – на расстоянии не менее 2 м от края проезжей части, укрепленной полосы обочины или подошвы насыпи;

метрополитена – на расстоянии не менее 8 м от сооружений;

кабелей силовых, контрольных и связи – на расстоянии не менее 2 м;

газопроводов – на расстоянии не менее 4 м;

магистральных газопроводов и нефтепроводов – на расстоянии не менее 9 м;

зданий и сооружений – на расстоянии не менее 5 м от стен и фундаментов.

6.1.13. При контроле качества соединительного сварочного стыка трубопровода с действующей магистралью (если между ними имеется только одна отключающая задвижка, а также при контроле не более двух соединений, выполненных при ремонте) испытание на прочность и плотность может быть заменено проверкой сварного соединения двумя видами контроля – радиационным и ультразвуковым. Для трубопроводов, на которые не распространяются требования, установленные Госгортехнадзором России, достаточно проведения проверки сплошности сварных соединений с помощью магнитографического контроля.

6.1.14. Для всех трубопроводов тепловых сетей, кроме тепловых пунктов и сетей горячего водоснабжения, не допускается применять арматуру:

из серого чугуна – в районах с расчетной температурой наружного воздуха для проектирования отопления ниже минус 10 °С;

из ковкого чугуна – в районах с расчетной температурой наружного воздуха для проектирования отопления ниже минус 30 °С;

из высокопрочного чугуна в районах с расчетной температурой наружного воздуха для проектирования отопления ниже минус 40 °С;

из серого чугуна на спускных, продувочных и дренажных устройствах во всех климатических зонах.

6.1.15. Применять запорную арматуру в качестве регулирующей не допускается.

6.1.16. На трубопроводах тепловых сетей допускается применение арматуры из латуни и бронзы при температуре теплоносителя не выше 250 °С.

6.1.17. На выводах тепловых сетей от источников теплоты устанавливается стальная арматура.

6.1.18. Установка запорной арматуры предусматривается:

на всех трубопроводах выводов тепловых сетей от источников теплоты независимо от параметров теплоносителей;

на трубопроводах водяных сетей D_y 100 мм и более на расстоянии не более 1000 м (секционирующие задвижки) с устройством перемычки между подающим и обратным трубопроводами;

в водяных и паровых тепловых сетях в узлах на трубопроводах ответвлений D_y более 100 мм, а также в узлах на трубопроводах ответвлений к отдельным зданиям независимо от диаметра трубопровода;

на конденсатопроводах на вводе к сборному баку конденсата.

6.1.19. На водяных тепловых сетях диаметром 500 мм и более при условном давлении 1,6 МПа (16 кгс/см^2) и более, диаметром 300 мм и более при условном давлении 2,5 МПа (25 кгс/см^2) и более, на паровых сетях диаметром 200 мм и более при условном давлении

1,6 МПа (16 кгс/см^2) и более у задвижек и затворов предусматриваются обводные трубопроводы (байпасы) с запорной арматурой.

6.1.20. Задвижки и затворы диаметром 500 мм и более оборудуются электроприводом. При надземной прокладке тепловых сетей задвижки с электроприводами устанавливаются в помещении или заключаются в кожухи, защищающие арматуру и электропривод от атмосферных осадков и исключающие доступ к ним посторонних лиц.

6.1.21. В нижних точках трубопроводов водяных тепловых сетей и конденсатопроводов, а также секционируемых участков монтируются штуцера с запорной арматурой для спуска воды (спускные устройства).

6.1.22. Из паропроводов тепловых сетей в нижних точках и перед вертикальными подъемами должен осуществляться непрерывный отвод конденсата через конденсатоотводчики.

В этих же местах, а также на прямых участках паропроводов через 400–500 м при попутном и через 200–300 м при встречном уклоне монтируется устройство пускового дренажа паропроводов.

6.1.23. Для спуска воды из трубопроводов водяных тепловых сетей предусматриваются сбросные колодцы с отводом воды в системы канализации самотеком или передвижными насосами.

При отводе воды в бытовую канализацию на самотечном трубопроводе устанавливается гидрозатвор, а в случае возможности обратного тока воды – дополнительно отключающий (обратный) клапан.

При надземной прокладке трубопроводов по незастроенной территории для спуска воды следует предусматривать бетонированные приямки с отводом из них воды кюветами, лотками или трубопроводами.

6.1.24. Для отвода конденсата от постоянных дренажей паропровода предусматривается возможность сброса конденсата в систему сбора и возврата конденсата. Допускается его отвод в напорный конденсатопровод, если давление в дренажном конденсатопроводе не менее чем на 0,1 МПа (1 кгс/см^2) выше, чем в напорном.

6.1.25. В высших точках трубопроводов тепловых сетей, в том числе на каждом секционном участке, должны быть установлены штуцеры с запорной арматурой для выпуска воздуха (воздушники).

6.1.26. В тепловых сетях должна быть обеспечена надежная компенсация тепловых удлинений трубопроводов. Для компенсации тепловых удлинений применяются:

гибкие компенсаторы из труб (П-образные) с предварительной растяжкой при монтаже;

углы поворотов от 90 до 130 град (самокомпенсация);

сильфонные, линзовые, сальниковые и манжетные.

Сальниковые стальные компенсаторы допускается применять при P_y не более 2,5 МПа и температуре не более 300 °С для трубопроводов диаметром 100 мм и более при подземной прокладке и надземной на низких опорах.

6.1.27. Растяжку П-образного компенсатора следует выполнять после окончания монтажа трубопровода, контроля качества сварных стыков (кроме замыкающих стыков, используемых для натяжения) и закрепления конструкции неподвижных опор.

Растяжка компенсатора производится на величину, указанную в проекте, с учетом поправки на температуру наружного воздуха при сварке замыкающих стыков.

Растяжку компенсатора необходимо выполнять одновременно с двух сторон на стыках, расположенных на расстоянии не менее 20 и не более 40 диаметров трубопровода от оси симметрии компенсатора, с помощью стяжных устройств, если другие требования не обоснованы проектом.

О проведении растяжки компенсаторов следует составить акт.

6.1.28. Для контроля параметров теплоносителя тепловая сеть оборудуется отборными устройствами для измерения:

температуры в подающих и обратных трубопроводах перед секционирующими задвижками и в обратном трубопроводе ответвлений диаметром 300 мм и более перед задвижкой по ходу воды;

давления воды в подающих и обратных трубопроводах до и после секционирующих задвижек и регулирующих устройств, в прямом и обратном трубопроводах ответвлений перед задвижкой;

давления пара в трубопроводах ответвлений перед задвижкой.

6.1.29. В контрольных точках тепловых сетей устанавливаются местные показывающие контрольно-измерительные приборы для измерения температуры и давления в трубопроводах.

6.1.30. Наружные поверхности трубопроводов и металлических конструкций тепловых сетей (балки, опоры, фермы, эстакады и др.) необходимо выполнять защищенными стойкими антикоррозионными покрытиями.

Ввод в эксплуатацию тепловых сетей после окончания строительства или капитального ремонта без наружного антикоррозийного покрытия труб и металлических конструкций не допускается.

6.1.31. Для всех трубопроводов тепловых сетей, арматуры, фланцевых соединений, компенсаторов и опор труб независимо от температуры теплоносителя и способов прокладки следует выполнять устройство тепловой изоляции в соответствии со строительными нормами и правилами, определяющими требования к тепловой изоляции оборудования и трубопроводов.

Материалы и толщина теплоизоляционных конструкций должны определяться при проектировании из условий обеспечения нормативных теплопотерь.

6.1.32. Допускается в местах, не доступных персоналу, при технико-экономическом обосновании не предусматривать тепловую изоляцию:

при прокладке в помещениях обратных трубопроводов тепловых сетей $D_y \leq 200$ мм, если тепловой поток через неизолированные стенки трубопроводов учтен в проекте систем отопления этих помещений;

конденсатопроводов при сбросе конденсата в канализацию;

конденсатных сетей при их совместной прокладке с паровыми сетями в непроходных каналах.

6.1.33. Арматуру, фланцевые соединения, люки, компенсаторы следует изолировать, если изолируется оборудование или трубопровод.

Тепловая изоляция фланцевых соединений, арматуры, участков трубопроводов, подвергающихся периодическому контролю, а также сальниковых, линзовых и сильфонных компенсаторов предусматривается съемной.

Тепловые сети, проложенные вне помещений, независимо от вида прокладки необходимо защитить от воздействия влаги.

6.1.34. Конструкция тепловой изоляции должна исключать деформацию и сползание теплоизоляционного слоя в процессе эксплуатации.

На вертикальных участках трубопроводов и оборудования через каждые 1–2 м по высоте необходимо выполнять опорные конструкции.

6.1.35. Для трубопроводов надземной прокладки при применении теплоизоляционных конструкций из горючих материалов следует предусматривать вставки длиной 3 м из негорючих материалов через каждые 100 м длины трубопровода.

6.1.36. В местах установки электрооборудования (насосные, тепловые пункты, тоннели, камеры), а также в местах установки арматуры с электроприводом, регуляторов и контрольно-измерительных приборов предусматривается электрическое освещение, соответствующее правилам устройства электроустановок.

Проходные каналы тепловых сетей оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией.

6.2. Эксплуатация

6.2.1. При эксплуатации систем тепловых сетей должна быть обеспечена надежность теплоснабжения потребителей, подача теплоносителя (воды и пара) с расходом и параметрами в соответствии с температурным графиком и перепадом давления на вводе.

Присоединение новых потребителей к тепловым сетям энергоснабжающей организации допускается только при наличии у источника теплоты резерва мощности и резерва пропускной способности магистралей тепловой сети.

6.2.2. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, осуществляет контроль за соблюдением потребителем заданных режимов теплопотребления.

6.2.3. При эксплуатации тепловых сетей поддерживаются в надлежащем состоянии пути подхода к объектам сети, а также дорожные покрытия и планировка поверхностей над подземными сооружениями, обеспечивается исправность ограждающих конструкций, препятствующих доступу посторонних лиц к оборудованию и к запорно-регулирующей арматуре.

6.2.4. Раскопка трассы трубопроводов тепловой сети или производство работ вблизи них посторонними организациями допускается только с разрешения организации, эксплуатирующей тепловую сеть, под наблюдением специально назначенного ею лица.

6.2.5. В организации составляются и постоянно хранятся:

план тепловой сети (масштабный);

оперативная и эксплуатационная (расчетная) схемы;

профили теплотрасс по каждой магистрали с нанесением линии статического давления;

перечень газоопасных камер и проходных каналов.

На план тепловой сети наносятся соседние подземные коммуникации (газопровод, канализация, кабели), рельсовые пути электрифицированного транспорта и тяговые подстанции в зоне не менее 15 м от проекции на поверхность земли края строительной конструкции тепловой сети или бесканального трубопровода по обе стороны трассы. На плане тепловой сети систематически отмечаются места и результаты плановых шурфовок, места аварийных повреждений, затоплений трассы и переложенные участки.

План, схемы, профили теплотрасс и перечень газоопасных камер и каналов ежегодно корректируются в соответствии с фактическим состоянием тепловых сетей.

Все изменения вносятся за подписью ответственного лица с указанием его должности и даты внесения изменения.

Информация об изменениях в схемах, чертежах, перечнях и соответствующие этому изменения в инструкциях доводятся до сведения всех работников (с записью в журнале распоряжений), для которых обязательно знание этих документов.

6.2.6. На планах, схемах и пьезометрических графиках обозначаются эксплуатационные номера всех тепломагистралей, камер

(узлов ответвлений), насосных станций, узлов автоматического регулирования, неподвижных опор, компенсаторов и других сооружений тепловой сети.

На эксплуатационных (расчетных) схемах подлежат нумерации все присоединенные к сети системы потребителя, а на оперативных схемах, кроме того, секционирующая и запорная арматура.

Арматура, установленная на подающем трубопроводе (паропроводе), обозначается нечетным номером, а соответствующая ей арматура на обратном трубопроводе (конденсатопроводе) – следующим за ним четным номером.

6.2.7. На оперативной схеме тепловой сети отмечаются все газоопасные камеры и проходные каналы.

Газоопасные камеры должны иметь специальные знаки, окраску люков и содержаться под надежным запором.

Надзор за газоопасными камерами осуществляется в соответствии с правилами безопасности в газовом хозяйстве.

6.2.8. Организация, эксплуатирующая тепловые сети (теплоснабжающая организация), участвует в приемке после монтажа и ремонта тепловых сетей, тепловых пунктов и теплопотребляющих установок, принадлежащих потребителю.

Участие в технической приемке объектов потребителей заключается в присутствии представителя теплоснабжающей организации при испытаниях на прочность и плотность трубопроводов и оборудования тепловых пунктов, подключенных к тепловым сетям теплоснабжающей организации, а также систем теплопотребления, подключенных по зависимой схеме. В организации, эксплуатирующей тепловые сети, хранятся копии актов испытаний, исполнительная документация с указанием основной запорной и регулирующей арматуры, воздушников и дренажей.

6.2.9. После завершения строительно-монтажных работ (при новом строительстве, модернизации, реконструкции), капитального или текущего ремонта с заменой участков трубопроводов трубопроводы тепловых сетей подвергаются испытаниям на прочность и плотность.

Трубопроводы, прокладываемые в непроходных каналах или бесканально, подлежат также предварительным испытаниям на прочность и плотность в процессе производства работ до установки сальниковых (сильфонных) компенсаторов, секционирующих задвижек, закрывания каналов и засыпки трубопроводов.

6.2.10. Предварительные и приемочные испытания трубопроводов производят водой. При необходимости в отдельных случаях допускается выполнение предварительных испытаний пневматическим способом.

Выполнение пневматических испытаний надземных трубопроводов, а также трубопроводов, прокладываемых в одном канале или в одной траншее с действующими инженерными коммуникациями, не допускается.

6.2.11. Гидравлические испытания трубопроводов водяных тепловых сетей с целью проверки прочности и плотности следует проводить пробным давлением с внесением в паспорт.

Минимальная величина пробного давления при гидравлическом испытании составляет 1,25 рабочего давления, но не менее 0,2 МПа (2 кгс/см^2).

Максимальная величина пробного давления устанавливается расчетом на прочность по нормативно-технической документации, согласованной с Госгортехнадзором России.

Величину пробного давления выбирает предприятие-изготовитель (проектная организация) в пределах между минимальным и максимальным значениями.

Все вновь смонтированные трубопроводы тепловых сетей, подконтрольные Госгортехнадзору России, должны быть подвергнуты гидравлическому испытанию на прочность и плотность в соответствии с требованиями, установленными Госгортехнадзором России.

6.2.12. При проведении гидравлических испытаний на прочность и плотность тепловых сетей необходимо отключать заглушками оборудование тепловых сетей (сальниковые, сильфонные компенсаторы и др.), а также участки трубопроводов и присоединенные теплопотребляющие энергоустановки, не задействованные в испытаниях.

6.2.13. В процессе эксплуатации все тепловые сети должны подвергаться испытаниям на прочность и плотность для выявления дефектов не позже, чем через две недели после окончания отопительного сезона.

6.2.14. Испытания на прочность и плотность проводятся в следующем порядке:

испытываемый участок трубопровода отключить от действующих сетей;

в самой высокой точке участка испытываемого трубопровода (после наполнения его водой и спуска воздуха) установить пробное давление;

давление в трубопроводе следует повышать плавно;

скорость подъема давления должна быть указана в нормативно-технической документации (далее НТД) на трубопровод.

При значительном перепаде геодезических отметок на испытываемом участке значение максимально допустимого давления в его нижней точке согласовывается с проектной организацией для обеспечения прочности трубопроводов и устойчивости неподвижных опор. В противном случае испытание участка необходимо производить по частям.

6.2.15. Испытания на прочность и плотность следует выполнять с соблюдением следующих основных требований:

измерение давления при выполнении испытаний следует производить по двум аттестованным пружинным манометрам (один – контрольный) класса не ниже 1,5 с диаметром корпуса не менее 160 мм. Манометр должен выбираться из условия, что измеряемая величина давления находится в 2/3 шкалы прибора;

испытательное давление должно быть обеспечено в верхней точке (отметке) трубопроводов;

температура воды должна быть не ниже 5 °С и не выше 40 °С;

при заполнении водой из трубопроводов должен быть полностью удален воздух;

испытательное давление должно быть выдержано не менее 10 мин и затем снижено до рабочего;

при рабочем давлении проводится тщательный осмотр трубопроводов по всей их длине.

6.2.16. Результаты испытаний считаются удовлетворительными, если во время их проведения не произошло падения давления и не обнаружены признаки разрыва, течи или запотевания в сварных швах, а также течи в основном металле, в корпусах и сальниках арматуры, во фланцевых соединениях и других элементах трубопроводов. Кроме того, должны отсутствовать признаки сдвига или деформации трубопроводов и неподвижных опор.

О результатах испытаний трубопроводов на прочность и плотность необходимо составить акт установленной формы.

6.2.17. Трубопроводы тепловых сетей до пуска их в эксплуатацию после монтажа, капитального или текущего ремонта с заменой участков трубопроводов подвергаются очистке:

паропроводы – продувке со сбросом пара в атмосферу;

водяные сети в закрытых системах теплоснабжения и конденсатопроводы – гидропневматической промывке;

водяные сети в открытых системах теплоснабжения и сети горячего водоснабжения – гидропневматической промывке и дезинфекции (в соответствии с санитарными правилами) с последующей повторной промывкой питьевой водой. Повторная промывка после дезинфекции производится до достижения показателей качества сбрасываемой воды, соответствующих санитарным нормам на питьевую воду.

О проведении промывки (продувки) трубопроводов необходимо составить акт.

6.2.18. Для промывки закрытых систем теплоснабжения допускается использовать воду из питьевого или технического водопровода, после промывки вода из трубопроводов удаляется.

6.2.19. Подключение тепловых сетей и систем теплопотребления после монтажа и реконструкции производится на основании разрешения, выдаваемого органами государственного энергетического надзора.

6.2.20. Заполнение трубопроводов тепловых сетей, их промывка, дезинфекция, включение циркуляции, продувка, прогрев паропроводов и другие операции по пуску водяных и паровых тепловых сетей, а также любые испытания тепловых сетей или их отдельных элементов и конструкций выполняются по программе, утвержденной техническим руководителем организации и согласованной с источником теплоты, а при необходимости – с природоохранными органами.

6.2.21. Пуск водяных тепловых сетей состоит из следующих операций:

заполнения трубопроводов сетевой водой;

установления циркуляции;

проверки плотности сети;

включения потребителей и пусковой регулировки сети.

Трубопроводы тепловых сетей заполняются водой температурой не выше 70 °С при отключенных системах теплопотребления.

Заполнение трубопроводов следует производить водой давлением, не превышающим статического давления заполняемой части тепловой сети более чем на 0,2 МПа.

Во избежание гидравлических ударов и для лучшего удаления воздуха из трубопроводов максимальный часовой расход воды $G_в$ при заполнении трубопроводов тепловой сети с условным диаметром $D_у$ не должен превышать величин, указанных ниже:

$D_у$, мм	100	150	250	300	350	400	450	
$G_в$, м³/ч	10	15	25	35	50	65	85	
$D_у$, мм	500	600	700	800	900	1000	1100	1200
$G_в$, м³/ч	100	150	200	250	300	350	400	500

Заполнение распределительных сетей следует производить после заполнения водой магистральных трубопроводов, а ответвлений к потребителям – после заполнения распределительных сетей.

6.2.22. В период пуска необходимо вести наблюдение за наполнением и прогревом трубопроводов, состоянием запорной арматуры, сальниковых компенсаторов, дренажных устройств.

Последовательность и скорость проведения пусковых операций осуществляются так, чтобы исключить возможность значительных тепловых деформаций трубопроводов.

В программе по пуску тепловых сетей учитываются особенности пуска водяной тепловой сети при отрицательных температурах

наружного воздуха (после длительного аварийного останова, капитального ремонта или при пуске вновь построенных сетей).

Подогрев сетевой воды при установлении циркуляции следует производить со скоростью не более 30 °С в час.

В случае повреждения пусковых трубопроводов или связанного с ними оборудования принимаются меры к ликвидации этих повреждений.

При отсутствии приборов измерения расхода теплоносителя пусковая регулировка производится по температуре в обратных трубопроводах (до выравнивания температуры от всех подключенных к сети потребителей).

6.2.23. Пуск паровых сетей состоит из следующих операций:

прогрева и продувки паропроводов;

заполнения и промывки конденсатопроводов;

подключения потребителей.

6.2.24. Перед началом прогрева все задвижки на ответвлениях от прогреваемого участка плотно закрываются. Вначале прогревается магистраль, а затем поочередно ее ответвления. Небольшие малоразветвленные паропроводы можно прогревать одновременно по всей сети.

При возникновении гидравлических ударов подача пара немедленно сокращается, а при частых и сильных ударах – полностью прекращается вплоть до полного удаления из прогреваемого участка паропровода скопившегося в нем конденсата.

Скорость прогрева паропровода регулируется по признакам появления легких гидравлических ударов (щелчков). При проведении прогрева необходимо регулировать его скорость, не допуская при этом сползания паропровода с подвижных опор.

6.2.25. При текущей эксплуатации тепловых сетей необходимо:

поддерживать в исправном состоянии все оборудование, строительные и другие конструкции тепловых сетей, проводя своевременно их осмотр и ремонт;

наблюдать за работой компенсаторов, опор, арматуры, дренажей, воздушников, контрольно-измерительных приборов и других элементов оборудования, своевременно устраняя выявленные дефекты и неплотности;

выявлять и восстанавливать разрушенную тепловую изоляцию и антикоррозионное покрытие;

удалять скапливающуюся в каналах и камерах воду и предотвращать попадание туда грунтовых и верховых вод;

отключать неработающие участки сети;

своевременно удалять воздух из теплопроводов через воздушники, не допускать присоса воздуха в тепловые сети, поддерживая

постоянно необходимое избыточное давление во всех точках сети и системах теплопотребления;

поддерживать чистоту в камерах в проходных каналах, не допускать пребывания в них посторонних лиц;

принимать меры к предупреждению, локализации и ликвидации аварий и инцидентов в работе тепловой сети;

осуществлять контроль за коррозией.

6.2.26. Для контроля состояния оборудования тепловых сетей и тепловой изоляции, режимов их работы регулярно по графику проводится обход теплопроводов и тепловых пунктов. График обхода предусматривает осуществление контроля состояния оборудования как слесарями-обходчиками, так и мастером.

Частота обходов устанавливается в зависимости от типа оборудования и его состояния, но не реже 1 раза в неделю 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. Проверка работоспособности дренажных насосов и автоматики их включения обязательна при каждом обходе.

Результаты осмотра заносятся в журнал дефектов тепловых сетей.

Дефекты, угрожающие аварией и инцидентом, устраняются немедленно. Сведения о дефектах, которые не представляют опасности с точки зрения надежности эксплуатации тепловой сети, но которые нельзя устранить без отключения трубопроводов, заносятся в журнал обхода и осмотра тепловых сетей, а для ликвидации этих дефектов при ближайшем отключении трубопроводов или при ремонте – в журнал текущих ремонтов. Контроль может осуществляться дистанционными методами.

6.2.27. При обходе тепловой сети и осмотре подземных камер персонал обеспечивается набором необходимых инструментов, приспособлений, осветительных приборов, газоанализатором взрывозащищенного типа.

6.2.28. Для контроля гидравлического и температурного режимов тепловых сетей и теплопотребляющих установок необходимо при плановых обходах проверять давление и температуру в узловых точках сети по манометрам и термометрам.

6.2.29. При эксплуатации тепловых сетей утечка теплоносителя не должна превышать норму, которая составляет 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 (далее ГВС), присоединенных через водоподогреватель.

При определении нормы утечки теплоносителя не должен учитываться расход воды на заполнение теплопроводов и систем теплопотребления при их плановом ремонте и подключении новых участков сети и потребителей.

6.2.30. Для контроля за плотностью оборудования источников теплоты, тепловых сетей и систем теплопотребления допускается в установленном порядке использование окрашивающих индикаторов утечки, допущенных к применению в системах теплоснабжения.

6.2.31. На каждом узле подпитки тепловых сетей определяется расход подпиточной воды, соответствующий нормативной утечке, и обеспечивается приборный учет фактического расхода подпиточной воды.

При утечке теплоносителя, превышающей установленные нормы, должны быть приняты меры к обнаружению места утечек и их устранению.

6.2.32. Помимо испытаний на прочность и плотность в организациях, эксплуатирующих тепловые сети, проводятся их испытания на максимальную температуру теплоносителя, на определение тепловых и гидравлических потерь 1 раз в 5 лет.

Все испытания тепловых сетей выполняются раздельно и в соответствии с действующими методическими указаниями.

6.2.33. На каждый вновь вводимый в работу участок теплосети (независимо от параметров теплоносителя и диаметра трубопроводов) составляется паспорт установленной формы (прил. 5). В паспорте ведется учет продолжительности эксплуатации трубопроводов и конструкций теплосети, делаются записи о результатах всех видов испытаний (кроме ежегодных на прочность и герметичность по окончании отопительного сезона), заносятся сведения о ремонтах, реконструкциях и технических освидетельствованиях.

6.2.34. Для контроля за состоянием подземных теплопроводов, теплоизоляционных и строительных конструкций следует периодически производить шурфовки на тепловой сети.

Плановые шурфовки проводятся по ежегодно составляемому плану, утвержденному ответственным лицом за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок и (или) тепловых сетей (техническим руководителем) организации.

Количество ежегодно проводимых шурфовок устанавливается в зависимости от протяженности сети, способов прокладок и теплоизоляционных конструкций, количества ранее выявленных коррозионных повреждений труб, результатов испытаний на наличие потенциала блуждающих токов.

На 1 км трассы предусматривается не менее одного шурфа.

На новых участках сети шурфовки начинаются с третьего года эксплуатации.

6.2.35. Шурфовки в первую очередь проводятся:

вблизи мест, где зафиксированы коррозионные повреждения трубопроводов;

в местах пересечений с водостоками, канализацией, водопроводом;

на участках, расположенных вблизи открытых водостоков (кюветов), проходящих под газонами или вблизи бортовых камней тротуаров;

в местах с неблагоприятными гидрогеологическими условиями;

на участках с предполагаемым неудовлетворительным состоянием теплоизоляционных конструкций (о чем свидетельствуют, например, талые места вдоль трассы теплопровода в зимнее время);

на участках бесканальной прокладки, а также канальной прокладки с теплоизоляцией без воздушного зазора.

6.2.36. Размеры шурфа выбирают, исходя из удобства осмотра вскрываемого трубопровода со всех сторон. В бесканальных прокладках предусматриваются размеры шурфа по низу не менее 1,5×1,5 м; в канальных прокладках минимальные размеры обеспечивают снятие плит перекрытия на длину не менее 1,5 м.

6.2.37. При шурфовом контроле производится осмотр изоляции, трубопровода под изоляцией и строительных конструкций. При наличии заметных следов коррозии необходимо зачистить поверхность трубы и произвести замер толщины стенки трубопровода с помощью ультразвукового толщиномера или дефектоскопа.

При результатах измерений, вызывающих сомнения, и при выявлении утонения стенки на 10 % и более необходимо произвести контрольные засверловки и определить фактическую толщину стенки.

При выявлении местного утонения стенки на 10 % проектного (первоначального) значения эти участки подвергают повторному контролю в ремонтную кампанию следующего года.

Участки с утонением стенки трубопровода на 20 % и более подлежат замене.

По результатам осмотра составляется акт.

6.2.38. Работы по защите тепловых сетей от электрохимической коррозии проводятся специализированными организациями (подразделениями).

Эксплуатация средств защиты от коррозии и коррозионные измерения выполняются в соответствии с действующими нормативно-техническими документами.

6.2.39. Для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного воздействия блуждающих токов проводятся систематические осмотры трубопроводов подземных тепловых сетей и электрические измерения на потенциал блуждающих токов.

6.2.40. Электрические измерения на трассах вновь сооружаемых и реконструируемых тепловых сетей производятся организациями, разработавшими проект тепловых сетей, или специализированными организациями, разрабатывающими технические решения по защите тепловых сетей от наружной коррозии.

Измерения удельного электрического сопротивления грунтов производятся по мере необходимости для выявления участков трассы тепловых сетей бесканальной прокладки в грунтах с высокой коррозионной агрессивностью.

Коррозионные измерения для определения опасного действия блуждающих токов на стальные трубопроводы подземных тепловых сетей должны проводиться в зонах влияния блуждающих токов 1 раз в 6 месяцев, а также после каждого значительного изменения режима работы систем электроснабжения электрифицированного транспорта (изменение графика работы электротранспорта, изменения расположения тяговых подстанций, отсасывающих пунктов и т. д.) и условий, связанных с развитием сети подземных сооружений и источников блуждающих токов, введения средств электрохимической защиты на смежных сооружениях.

В других случаях измерение производится 1 раз в 2 года.

6.2.41. Установки электрохимической защиты подвергаются периодическому техническому осмотру, проверке эффективности их работы и планово-предупредительному ремонту.

Установки электротехнической защиты постоянно содержатся в состоянии полной работоспособности.

Профилактическое обслуживание установок электрохимической защиты производится по графику технических осмотров и планово-предупредительных ремонтов, утвержденных техническим руководителем организации. График предусматривает перечень видов и объемов технических осмотров и ремонтных работ, сроки их проведения, указания по организации учета и отчетности о выполненных работах.

6.2.42. Технические осмотры и планово-предупредительные ремонты производятся в следующие сроки:

технический осмотр катодных установок – 2 раза в месяц, дренажных установок – 4 раза в месяц;

технический осмотр с проверкой эффективности – 1 раз в 6 месяцев;

текущий ремонт – 1 раз в год;

капитальный ремонт – 1 раз в 5 лет.

Все неисправности в работе установки электрохимической защиты устраняются в течение 24 ч после их обнаружения.

6.2.43. Эффективность действия дренажных и катодных установок проверяется 2 раза в год, а также при каждом изменении режима

работы установок электрохимической защиты и при изменениях, связанных с развитием сети подземных сооружений и источников блуждающих токов.

6.2.44. Сопротивление растеканию тока с анодного заземлителя катодной станции измеряется во всех случаях, когда режим работы катодной станции резко меняется, но не реже 1 раза в год.

6.2.45. Суммарная продолжительность перерывов в работе установок электрохимической защиты на тепловых сетях не может превышать 7 суток в течение года.

6.2.46. При эксплуатации электроизолирующих фланцевых соединений периодически, но не реже 1 раза в год проводятся их технические осмотры.

6.2.47. В водяных тепловых сетях и на конденсатопроводах осуществляется систематический контроль за внутренней коррозией трубопроводов путем анализов сетевой воды и конденсата, а также по индикаторам внутренней коррозии, установленным в наиболее характерных точках тепловых сетей (на выводах от источника теплоты, на концевых участках, в нескольких промежуточных узлах). Проверка индикаторов внутренней коррозии осуществляется в ремонтный период.

6.2.48. Ежегодно перед началом отопительного сезона все насосные станции необходимо подвергать комплексному опробованию для определения качества ремонта, правильности работы и взаимодействия всего тепломеханического и электротехнического оборудования, средств контроля, автоматики, телемеханики, защиты оборудования системы теплоснабжения и определения степени готовности насосных станций к отопительному сезону.

6.2.49. Текущий осмотр оборудования автоматизированных насосных станций следует проводить ежесменно, проверяя нагрузку электрооборудования, температуру подшипников, наличие смазки, состояние сальников, действие системы охлаждения, наличие диаграммных лент в регистрирующих приборах.

6.2.50. На неавтоматизированных насосных станциях проводится ежесменное обслуживание оборудования.

6.2.51. Перед запуском насосов, а при их работе 1 раз в смену необходимо проверять состояние насосного и связанного с ним оборудования.

В дренажных насосных станциях не реже 2 раз в неделю следует контролировать воздействие регулятора уровня на устройство автоматического включения насосов.

6.2.52. При эксплуатации автоматических регуляторов проводятся периодические осмотры их состояния, проверка работы, очистка и смазка движущихся частей, корректировка и настройка регулирующих органов на поддержание заданных параметров. Устройства

автоматизации и технологической защиты тепловых сетей могут быть выведены из работы только по распоряжению технического руководителя организации, кроме случаев отключения отдельных защит при пуске оборудования, предусмотренных местной инструкцией.

6.2.53. Подпитка тепловой сети производится умягченной деаэрированной водой, качественные показатели которой соответствуют требованиям к качеству сетевой и подпиточной воды водогрейных котлов в зависимости от вида источника теплоты и системы теплоснабжения.

6.2.54. Подпитка систем теплопотребления, подключенных по независимой схеме, осуществляется водой из тепловой сети.

6.2.55. Давление воды в любой точке подающей линии водяных тепловых сетей, тепловых пунктов и в верхних точках непосредственно присоединенных систем теплопотребления при работе сетевых насосов должно быть выше давления насыщенного пара воды при ее максимальной температуре не менее, чем на 0,5 кгс/см^2.

6.2.56. Избыточное давление воды в обратной линии водяных тепловых сетей при работе сетевых насосов должно быть не ниже 0,5 кгс/см^2. Давление воды в обратной линии должно быть не выше допустимого для тепловых сетей, тепловых пунктов и для непосредственно присоединенных систем теплопотребления.

6.2.57. Неработающая тепловая сеть заполняется только деаэрированной водой и должна находиться под избыточным давлением не ниже 0,5 кгс/см^2 в верхних точках трубопроводов.

6.2.58. Для двухтрубных водяных тепловых сетей в основе режима отпуска теплоты предусматривается график центрального качественного регулирования.

При наличии нагрузки горячего водоснабжения минимальная температура воды в подающем трубопроводе сети предусматривается для закрытых систем теплоснабжения не ниже 70 °С; для открытых систем теплоснабжения горячего водоснабжения – не ниже 60 °С.

6.2.59. Температура воды в подающей линии водяной тепловой сети в соответствии с утвержденным для системы теплоснабжения графиком задается 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 на источнике теплоты предусматриваются не более:

по температуре воды, поступающей в тепловую сеть ±3 %;

по давлению в подающем трубопроводе ±5 %;

по давлению в обратном трубопроводе ±0,2 кгс/ см^2.

Отклонение фактической среднесуточной температуры обратной воды из тепловой сети может превышать заданную графиком не бо-

лее чем на +5 %. Понижение фактической температуры обратной воды по сравнению с графиком не лимитируется.

6.2.60. Гидравлические режимы водяных тепловых сетей разрабатываются ежегодно для отопительного и летнего периодов; для открытых систем теплоснабжения в отопительный период режимы разрабатываются при максимальном водоразборе из подающего и обратного трубопроводов и при отсутствии водоразбора.

Мероприятия по регулированию расхода воды у потребителей составляются для каждого отопительного сезона.

Очередность сооружения новых магистралей и насосных станций, предусмотренных схемой теплоснабжения, определяется с учетом реального роста присоединяемой тепловой нагрузки, для чего в организации, эксплуатирующей тепловую сеть, разрабатываются гидравлические режимы системы теплоснабжения на ближайшие 3–5 лет.

6.2.61. Для каждой контрольной точки тепловой сети и на узлах подпитки в виде режимной карты устанавливаются допустимые значения расходов и давлений воды в подающем, обратном (и подпиточном) трубопроводах, соответствующие нормальным гидравлическим режимам для отопительного и летнего периодов.

6.2.62. При аварийном прекращении электроснабжения сетевых и перекачивающих насосов организация, эксплуатирующая тепловую сеть, обеспечивает давление в тепловых сетях и системах теплопотребления в пределах допустимого уровня. При возможности превышения этого уровня предусматривается установка специальных устройств, предохраняющих систему теплоснабжения от гидроударов.

6.2.63. Ремонт тепловых сетей производится в соответствии с утвержденным графиком (планом) на основе результатов анализа выявленных дефектов, повреждений, периодических осмотров, испытаний, диагностики и ежегодных испытаний на прочность и плотность.

График ремонтных работ составляется исходя из условия одновременного ремонта трубопроводов тепловой сети и тепловых пунктов.

Перед проведением ремонтов тепловых сетей трубопроводы освобождаются от сетевой воды, каналы должны быть осушены. Температура воды, откачиваемой из сбросных колодцев, не должна превышать 40 °С. Спуск воды из камеры тепловых сетей на поверхность земли не допускается.

6.2.64. В каждой организации, эксплуатирующей тепловые сети (в каждом эксплуатационном районе, участке), составляется инструкция, утверждаемая техническим руководителем организации, с четко разработанным оперативным планом действий при аварии на любой из тепломагистралей или насосной станции применительно к местным условиям и коммуникациям сети.

Инструкция должна предусматривать порядок отключения магистралей, распределительных сетей и ответвлений к потребителям, порядок обхода камер и тепловых пунктов, возможные переключения для подачи теплоты потребителям от других магистралей и иметь схемы возможных аварийных переключений между магистралями.

Планы ликвидации технологических нарушений в тепловых сетях городов и крупных населенных пунктов согласовываются с местными органами власти.

6.2.65. По разработанным схемам переключений с оперативным и оперативно-ремонтным персоналом тепловых сетей регулярно по утвержденному графику (но не реже 1 раза в квартал) проводятся тренировки с отработкой четкости, последовательности и быстроты выполнения противоаварийных операций с отражением их на оперативной схеме.

6.2.66. Для быстрого проведения работ по ограничению распространения аварий в тепловых сетях и ликвидации повреждений каждый эксплуатационный район теплосети обеспечивает необходимый запас арматуры и материалов. Устанавливаемая на трубопроводах арматура предусматривается однотипная по длине и фланцам.

Аварийный запас материалов хранится в двух местах: основная часть хранится в кладовой, а некоторое количество аварийного запаса (расходного) находится в специальном шкафу в распоряжении ответственного лица из оперативного персонала. Расходные материалы, использованные оперативным персоналом, восполняются в течение 24 ч из основной части запаса.

Запас арматуры и материалов для каждого эксплуатационного района теплосети определяется в зависимости от протяженности трубопроводов и количества установленной арматуры в соответствии с нормами аварийного запаса, составляется перечень необходимых арматуры и материалов, который утверждается ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых сетей организации.

7. СИСТЕМЫ СБОРА И ВОЗВРАТА КОНДЕНСАТА

7.1. Технические требования

7.1.1. Системы сбора и возврата конденсата на источник теплоты выполняются закрытыми. Избыточное давление в сборных баках конденсата предусматривается не менее 0,005 МПа (0,05 кгс/см^2). Открытые системы сбора и возврата конденсата допускаются при количестве возвращаемого конденсата менее 10 т/ч и расстоянии от источника теплоты до 0,5 км. Отказ от полного возврата конденсата должен быть обоснован.

7.1.2. Системы сбора и возврата конденсата используют теплоту конденсата для собственных нужд организации. Отказ от использования теплоты конденсата необходимо обосновать.

7.1.3. Вместимость сборных баков конденсата должна быть не менее 10-минутного максимального его расхода. Число баков при круглогодичной работе должно быть не менее двух, вместимость каждого должна быть не менее половины максимального расхода конденсата. При сезонной работе, а также при максимальном расходе конденсата не более 5 т/ч допускается установка одного бака.

7.1.4. Сборные баки конденсата выполняются цилиндрической формы и, как правило, со сферическим днищем. На внутренней поверхности баков предусматривается антикоррозийное покрытие.

Сборные баки конденсата оборудуются:

водоуказательными приборами;

устройствами сигнализации верхнего и нижнего уровней;

термометрами для измерения температуры конденсата;

устройствами для отбора проб конденсата;

мановакуумметрами для контроля избыточного давления;

предохранительными устройствами от повышения давления;

постоянными металлическими лестницами снаружи, а при высоте бака более 1500 мм – постоянными лестницами внутри.

В открытых системах сбора конденсата баки дополнительно оборудуются устройствами для сообщения их с атмосферой, люком диаметром в свету не менее 0,6 м.

7.1.5. В системах сбора конденсата предусматривается возможность отключения сборных баков без нарушения нормальной эксплуатации теплопотребляющих установок.

7.1.6. Автоматизацию и контроль установок сбора и возврата конденсата следует предусматривать в объеме, указанном в строительных нормах и правилах для конденсатных насосных.

7.1.7. В каждой насосной предусматривается не менее двух насосов, один из которых является резервным. Характеристики насосов должны допускать их параллельную работу при всех режимах возврата конденсата.

7.1.8. Разность отметок между уровнем конденсата в сборном баке и осью насоса должна быть достаточной для предупреждения вскипания среды во всасывающем патрубке насоса при максимальной температуре конденсата, но не менее 0,5 м.

7.1.9. У конденсатных насосов, работающих на общий конденсатопровод, устанавливаются задвижки на всасывающих и нагнетательных линиях и обратные клапаны на линии нагнетания. Работа насосов при неисправных обратных клапанах не допускается.

7.1.10. Оборудование систем сбора и возврата конденсата устанавливается в помещении (конденсатной станции), соответствующем требованиям строительных норм и правил, с электрическим освещением и системой вентиляции. Помещение должно запираться на замок.

7.1.11. Для контроля за работой систем сбора и возврата конденсата конденсатные станции оборудуются:

расходомерами-счетчиками воды для измерения количества перекачиваемого конденсата;

манометрами для измерения давления в сборном конденсатопроводе, а также на конденсатопроводе до и после перекачивающих насосов;

приборами для измерения температуры перекачиваемого конденсата;

пробоотборниками.

7.1.12. Для предотвращения внутренней коррозии конденсатопроводов и конденсатных баков сбор конденсата осуществляется по закрытой схеме. Кроме того, необходимо предусматривать антикоррозийные покрытия для внутренней и наружной поверхностей сборных баков, меры по удалению растворенных в конденсате газов, автоматическую защиту от опорожнения баков и труб, подвод конденсата в нижнюю часть бака под уровень конденсата и др.

7.1.13. Во избежание попадания конденсата из общего конденсатопровода в сборные баки параллельно работающих потребителей пара конденсатопроводы каждого потребителя оснащаются обратными клапанами.

7.1.14. Регуляторы перелива и конденсатоотводчики необходимо оснащать обводными трубопроводами, обеспечивающими возможность сброса конденсата помимо этих устройств.

В случаях, когда имеется противодавление в трубопроводах для сбора конденсата, предусматривается установка обратного клапана на конденсатопроводе после обводного трубопровода. Обратный клапан устанавливается на обводном трубопроводе, если в конструкции конденсатоотводчика предусмотрен обратный клапан.

7.1.15. Возврат конденсата от потребителей предусматривается за счет избыточного давления за конденсатоотводчиками, а при недостаточном давлении – за счет установки для одного или группы потребителей сборных баков конденсата и насосов для перекачки конденсата. Возврат конденсата при наличии конденсатоотводчиков без насосов по общей сети допускается применять при разнице в давлении пара перед конденсатоотводчиками не более 0,3 МПа.

Параллельная работа насосов и конденсатоотводчиков, отводящих конденсат от потребителей пара на общую конденсатную сеть, не допускается.

Постоянный и аварийный сброс конденсата в системы дождевой или бытовой канализации допускается после охлаждения его до температуры 40 °С. Конденсат можно не охлаждать при сбросе в систему производственной канализации с постоянными стоками воды.

7.2. Эксплуатация

7.2.1. При эксплуатации систем сбора и возврата конденсата осуществляются:

контроль за качеством и расходом возвращаемого конденсата, обеспечение его отвода на источники теплоты;

обслуживание сборных баков конденсата и насосов, наблюдение за работой дренажных устройств и автоматических воздухоотводчиков.

Количество конденсата, возвращаемого на источники теплоты, устанавливается проектом.

7.2.2. С целью предупреждения гидравлических ударов в конденсатопроводе должны поддерживаться параметры конденсата, исключающие возможность его вскипания.

Если качество возвращаемого конденсата не соответствует нормам качества питательной воды, должна быть предусмотрена очистка его до достижения этих норм в зависимости от конкретных технических условий.

7.2.3. Сборные баки конденсата закрытого типа необходимо испытывать на плотность и прочность давлением, равным 1,5 рабочего, но не менее 0,3 МПа (3 кгс/см^2).

Контроль плотности и прочности открытых баков проводится наполнением их водой.

7.2.4. Работа конденсатоотводчиков контролируется периодически не реже 1 раза в 6 месяцев. При неудовлетворительной работе конденсатоотводчики подвергаются ревизии. Плотность обратных клапанов контролируется в сроки, установленные местной инструкцией.

В организации с большим количеством конденсатоотводчиков устанавливается постоянно действующий стенд для их проверки и наладки.

8. БАКИ-АККУМУЛЯТОРЫ

8.1. Технические требования

8.1.1. Баки-аккумуляторы изготавливаются по специально разработанным проектам. На всех вновь вводимых и эксплуатируемых баках-аккумуляторах устанавливаются наружные усиливающие конструкции для предотвращения разрушения баков.

8.1.2. Рабочий объем баков-аккумуляторов горячей воды, их расположение на источнике теплоты (как на территории, так и в помещении), в районах теплопотребления должны соответствовать действующим строительным нормам и правилам по сооружению внутреннего водопровода и канализации зданий и тепловых сетей.

При этом выполняются нормативные требования, предъявляемые к зданиям, сооружениям и дорогам, размещаемым на прилегающей к баку территории (освещенность, пожарная безопасность, монтажные и эксплуатационные условия и т. д.).

8.1.3. Применение типовых баков хранения нефтепродуктов для замены существующих баков-аккумуляторов не допускается.

8.1.4. Для изготовления корпуса, днища и несущих конструкций покрытия резервуаров применяется сталь ВСт3пс6 при строительстве в районах с расчетной температурой не ниже –30 °С и сталь ВСт3пс5 в районах с расчетной температурой от –30 до –40 °С.

8.1.5. Помещения, в которых устанавливаются баки-аккумуляторы, должны вентилироваться и освещаться. Несущие конструкции помещения должны быть выполнены из несгораемых материалов. Под баками необходимо предусматривать поддоны, расстояние от поддона до дна бака должно быть не менее 0,5 м.

8.1.6. Для предотвращения растекания воды по территории источника теплоты и в других местах сооружения баков-аккумуляторов горячей воды при протечках всю группу баков-аккумуляторов горячей воды (как вновь вводимых, так и находящихся в эксплуатации) необходимо обваловать по всему периметру бакового хозяйства высотой не менее 0,5 м. При этом вокруг каждого бака-аккумулятора горячей воды выполняется отмостка, а обвалованная территория должна иметь организованный отвод воды в систему канализации или по согласованию на рельеф. Обвалованная территория должна вмещать объем наибольшего бака.

8.1.7. При размещении баков-аккумуляторов горячей воды вне территории организации помимо выполнения требований, приведенных выше, следует предусматривать ограждения указанных баков-аккумуляторов горячей воды сплошным железобетонным или другим равным по прочности плотным забором высотой не ниже 2,5 м. Расстояние от забора до бака-аккумулятора горячей воды в свету должно составлять не менее 10 м. Кроме того, необходимо установить соответствующие запрещающие знаки и предусмотреть другие меры, исключающие доступ к бакам-аккумуляторам горячей воды посторонних лиц.

8.1.8. Баки-аккумуляторы горячей воды оборудуются:

переливной трубой на отметке предельно допустимого уровня заполнения бака-аккумулятора, пропускная способность которой должна быть не менее пропускной способности всех труб, подводящих воду к баку-аккумулятору; должен быть организован отвод воды от переливной трубы;

вестовой трубой, сечение которой должно обеспечивать свободное поступление в бак-аккумулятор воздуха, исключающее образование вакуума при откачке воды из бака-аккумулятора, и свободный выпуск паровоздушной смеси, предотвращающей повышение давления выше атмосферного при заполнении бака-аккумулятора. При этом необходимо исключить или учесть возможность обледенения вестовых и переливных труб со снижением их пропускной способности;

с наружной стороны – тепловой изоляцией, защищенной покровным слоем от воздействия осадков, с внутренней – антикоррозионной защитой. Антикоррозионная защита баков-аккумуляторов выполняется в соответствии с Методическими указаниями по оптимальной защите баков-аккумуляторов от коррозии и воды в них от аэрации;

автоматическим регулятором уровня, обеспечивающим полное прекращение подачи воды в бак-аккумулятор при достижении верхнего предельного уровня заполнения бака-аккумулятора, а также блокировочным устройством, отключающим насосы, при достижении нижнего предельного уровня воды в баке;

автоматическим устройством включения резервных откачивающих насосов при отключении рабочих;

автоматическим устройством переключения системы электроснабжения бакового хозяйства с основного источника электропитания на резервный при исчезновении напряжения в основном источнике;

сигнализацией достижения верхнего и нижнего предельных уровней и автоматикой прекращения поступления воды и откачки воды по всем подающим и откачивающим трубопроводам бака-аккумулятора;

дренажной линией с арматурой, предназначенной для полного удаления остатков воды при осмотрах и ремонтах;

контрольно-измерительными приборами для измерения уровня и температуры воды в баках, давления во всех подводящих и отводящих трубопроводах. Кроме того, на каждый бак или группу баков необходимо устанавливать приборы для дистанционного измерения уровня воды. Надежность электроснабжения указанных электроприемников должна соответствовать 1 категории.

8.1.9. На линиях подвода и отвода горячей воды в каждый бак-аккумулятор и между баками устанавливаются электрифицированные задвижки. Электроприводы задвижек и арматура управления этими задвижками выносятся в зоны, доступные для обслуживания и не затопляемые при повреждении баков. Задвижки располагаются таким образом, чтобы в случае аварийного повреждения одного из баков было обеспечено его оперативное отключение от остальных, параллельно работающих баков-аккумуляторов.

8.1.10. Проверка сигнализации, электроприводов и схем питания электронасосных агрегатов, запорной электрифицированной арматуры и другого оборудования бака-аккумулятора проводится по графику, утвержденному техническим руководителем эксплуатирующей организации, но не реже 1 раза в квартал. Все обнаруженные при проверке дефекты немедленно устраняются, а в случае невозможности немедленного устранения дефектов принимаются меры для контроля и ручного управления схемой бака-аккумулятора в соответствии с письменным указанием технического руководителя эксплуатирующей организации.

8.1.11. Все трубопроводы, за исключением дренажного, присоединяются к вертикальным стенкам баков-аккумуляторов с установкой компенсирующих устройств на расчетную осадку баков. Конструктивные решения по подключению трубопроводов к бакам должны исключать возможность передачи усилия от этих трубопроводов на его стенки и днище.

8.2. Эксплуатация

8.2.1. Вновь смонтированные баки-аккумуляторы подлежат испытаниям на прочность и плотность при их приемке в эксплуатацию, а находящиеся в эксплуатации – после их ремонта, связанного с устранением течи. В процессе испытаний обеспечивается наблюдение за возможным появлением дефектов в отремонтированных местах, в стыковых соединениях.

8.2.2. Испытание на прочность и плотность бака-аккумулятора производится заполнением его водой до максимально допустимого

(по проекту) уровня – до отметки переливной трубы. Испытание на прочность и плотность, как правило, проводится при температуре наружного воздуха не ниже 5 °С. При производственной необходимости проведения испытаний при температуре наружного воздуха ниже указанной, но не ниже –10 °С, должны быть приняты меры по предотвращению замерзания воды в баке-аккумуляторе, его трубопроводах, арматуре и вспомогательном оборудовании. Температура воды, которой заполняется бак, должна быть не выше 45 °С.

При заполнении бака недопустимо присутствие обслуживающего персонала в охранной зоне.

По мере наполнения бака водой необходимо наблюдать за состоянием его конструкций и сварных соединений. При обнаружении течи или мокрых пятен необходимо прекратить испытание, слить воду, установить и устранить причину течи.

8.2.3. Бак-аккумулятор горячей воды считается выдержавшим испытание на прочность и плотность и допускается к эксплуатации, если по истечении 24 ч на его поверхности или по краям днища не появится течи и уровень воды в баке не будет снижаться.

8.2.4. Во время повышения давления или вакуума допуск к осмотру бака-аккумулятора разрешается не ранее, чем через 10 мин после достижения установленных испытательных нагрузок. Контрольные приборы устанавливаются дистанционно вне охранной зоны бака-аккумулятора.

8.2.5. Скорость заполнения бака-аккумулятора должна соответствовать пропускной способности вестовой трубы. Заполнение бака-аккумулятора может производиться только до верхней проектной отметки. Заполнение баков сверх проектного уровня категорически не допускается.

На дистанционном уровнемере баков наносится красная черта, соответствующая верхнему предельному уровню.

8.2.6. После окончания испытания на прочность и плотность бака-аккумулятора и спуска воды из него для проверки качества отремонтированного основания и неравномерности осадки бака-аккумулятора проводится повторное нивелирование по периметру бака не менее чем в 8 точках и не реже чем через 6 месяцев.

8.2.7. Вновь смонтированные, а также эксплуатируемые баки-аккумуляторы после вывода из эксплуатации со сливом воды и после ремонта перед очередным вводом в эксплуатацию заполняются только химически очищенной деаэрированной водой с температурой не выше 45 °С.

После начала нормальной эксплуатации баков-аккумуляторов их заполнение может осуществляться химически очищенной деаэрированной водой температурой не выше 95 °С.

8.2.8. Предельный уровень заполнения баков-аккумуляторов, запроектированных без тепловой изоляции, при выполнении изоляции снижается на высоту, эквивалентную по массе тепловой изоляции.

8.2.9. На территории действующих источников тепловой энергии (котельных) определяется охранная зона вокруг бака и устанавливаются предупредительные знаки, запрещающие нахождение в этой зоне лиц, не имеющих непосредственное отношение к бакам-аккумуляторам. При расположении действующих баков-аккумуляторов на расстоянии менее 30 м от эксплуатирующихся производственных зданий в последних предусматриваются защитные мероприятия, исключающие попадание горячей воды при возможном разрушении баков: устройство защитных ограждений, ликвидация всех проемов, в том числе оконных и дверных, обращенных в сторону баков, и т. д.

8.2.10. Ежедневно при приемке и сдаче смены баки-аккумуляторы подлежат визуальному осмотру, при котором проверяется:

отсутствие явных течей, подтеков и мокрых пятен на наружной поверхности тепловой изоляции;

исправность указателя уровня и регулятора уровня;

отсутствие протечек через сальники запорной и регулировочной арматуры;

отсутствие засора или замерзания переливной и вестовой труб;

исправность работы сигнализации достижения предельного уровня и отключения насосов при достижении нижнего уровня.

8.2.11. Ежесменно осуществляется опробование электрической схемы сигнализации и делаются соответствующие записи в оперативном журнале. Все обнаруженные при опробовании дефекты подлежат немедленному устранению.

8.2.12. Ежегодно в период отключения установок горячего водоснабжения следует производить оценку состояния баков-аккумуляторов и определение их пригодности к дальнейшей эксплуатации путем визуального осмотра конструкций и основания баков, компенсирующих устройств трубопроводов, а также вестовых труб с составлением акта по результатам осмотра. Осмотр баков, защищенных герметиком, производится при замене последнего.

8.2.13. Периодическая техническая диагностика конструкций бака-аккумулятора выполняется не реже 1 раза в 3 года, ежегодно проводятся осмотр и проверка на прочность и плотность.

Результаты ежегодного осмотра и периодической диагностики баков-аккумуляторов оформляются актами, в которых описываются выявленные дефекты и назначаются методы и сроки их ликвидации. Акт подписывается ответственным лицом за безопасную эксплуатацию баков-аккумуляторов и утверждается техническим руководителем эксплуатирующей организации.

8.2.14. При технической диагностике бака-аккумулятора выполняются следующие работы:

измерение 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.

8.2.15. Пригодность бака-аккумулятора к дальнейшей эксплуатации оценивается следующим образом:

предельно допустимый коррозионный износ кровли и днища бака-аккумулятора, установленный по данным измерений с применением технических средств, для наиболее изношенных частей не должен превышать 50 % проектной толщины; для несущих конструкций покрытия (прогонов, балок, связей) и окраек днища – 30 %; для нижней половины стенок бака – 20 % независимо от площади износа;

при коррозионном износе стенок от 15 до 20 % проектной толщины дальнейшая эксплуатация бака-аккумулятора допускается только по письменному распоряжению технического руководителя организации, эксплуатирующей баки-аккумуляторы, при подтверждении расчетом прочности бака и проведении ежегодного контроля стенок с использованием технических средств;

при коррозионном износе стенок верхней половины бака-аккумулятора, равном 20–30 % их проектной толщины, дальнейшая эксплуатация бака-аккумулятора разрешается на срок не более 1 года при условии снижения допустимого верхнего уровня на 1 м ниже коррозионного изношенного участка с соответствующим переносом переливной трубы и перестройкой системы автоматики на новый уровень заполнения бака;

высота хлопунов днища нового бака-аккумулятора не должна превышать 150 мм при площади их не более 2 м^2. Для баков-аккумуляторов, 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.

Эксплуатация бака-аккумулятора разрешается только после восстановления расчетной толщины стен и обеспечения герметичности, что подтверждается испытанием на прочность и плотность.

8.2.16. За монтажом вновь устанавливаемых и ремонтируемых баков-аккумуляторов должен осуществляться технический надзор, при котором особое внимание следует обращать на соответствие проекту марки стали и толщины стенки поставленных металлокон-

струкций и проведение 100-процентного контроля неразрушающим методом заводских и монтажных швов.

8.2.17. На действующих баках-аккумуляторах производство работ, связанных с ударными воздействиями на их конструкции, изготовленные из кипящей стали, при температуре наружного воздуха ниже минус 20 °С не допускается. Для изготовления новых и ремонта действующих баков-аккумуляторов применение кипящей стали не допускается.

8.2.18. Для предупреждения выхода из строя насосов уровень воды в баке-аккумуляторе не должен опускаться ниже предельно минимально допустимого значения.

8.2.19. Эксплуатация бака-аккумулятора без антикоррозионной защиты внутренней поверхности не допускается. В качестве антикоррозионной защиты баков могут применяться герметики, катодная защита, металлизационное алюминиевое покрытие, эпоксидные составы, краски и эмали, отвечающие требованиям действующих нормативно-технических документов.

8.2.20. При приближении уровня воды в баке-аккумуляторе к границам, угрожающим их безопасной эксплуатации, и несрабатывании средств защиты, а также при обнаружении неисправностей в конструкции бака-аккумулятора или его коммуникациях обслуживающий персонал выполняет следующие действия:

сообщает диспетчеру организации, эксплуатирующей баки-аккумуляторы, о возникшей угрозе безопасной эксплуатации баков;

принимает меры к выявлению и устранению причин, приведших к угрозе безопасной эксплуатации бака-аккумулятора, и одновременно делает все необходимое для обеспечения его безопасной работы.

При невозможности устранения угрозы повреждения баков производится их отключение от тепловой сети и при необходимости дренирование горячей воды.

8.2.21. Каждый принятый в эксплуатацию бак-аккумулятор должен иметь следующую документацию:

технический паспорт (прил. 7);

технологическую карту;

журнал текущего обслуживания;

журнал эксплуатации молниезащиты, защиты от проявления статического электричества в случае применения герметика для защиты баков-аккумуляторов от коррозии и воды в них от аэрации;

схему нивелирования основания;

распоряжения, акты на замену оборудования резервуаров;

технологические карты на замену оборудования резервуаров.

При отсутствии технической документации на резервуар из-за давности строительства или по другим причинам паспорт составляется организацией, эксплуатирующей резервуар, и подписывается техническим руководителем организации. Паспорт необходимо составлять на основании детальной технической инвентаризации всех частей и конструкции резервуара. 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 баков-аккумуляторов.

9. ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИЕ ЭНЕРГОУСТАНОВКИ

Общие требования

9.1. Технические решения, производство строительно-монтажных работ на системах теплопотребления, а также средства автоматизации теплопотребляющих энергоустановок должны соответствовать требованиям действующих норм, правил, инструкций и стандартов.

9.2. На теплопотребляющих энергоустановках устанавливаются:

запорная арматура на линиях входа и выхода греющей и нагреваемой среды;

смотровые и водоуказательные стекла в тех случаях, когда должно осуществляться наблюдение за уровнем или состоянием жидкости или массы в энергоустановке;

устройства для отбора проб и удаления воздуха, газов, технологических продуктов и конденсата;

предохранительные клапаны в соответствии с правилами Госгортехнадзора России;

манометры и термометры для измерения давления и температуры теплоносителя, греющей и нагреваемой среды;

контрольно-измерительные приборы в объеме, необходимом для контроля за режимом работы установок и для определения фактических удельных расходов тепловой энергии по каждому виду производимой продукции;

другие приборы и средства автоматического регулирования, предусмотренные проектной документацией и действующими нормативно-техническими документами.

9.3. Присоединение различных систем теплопотребления производится по отдельным трубопроводам. Последовательное включение различных систем теплопотребления не допускается.

9.4. Давление и температура теплоносителя, подаваемого на теплопотребляющие энергоустановки, должны соответствовать значениям, установленным технологическим режимом. Пределы колебаний параметров теплоносителя указываются в инструкции по эксплуатации.

9.5. В тех случаях, когда теплопотребляющие энергоустановки рассчитаны на параметры ниже, чем на источнике теплоты, предусматриваются автоматические устройства для понижения давления и температуры, а также соответствующие предохранительные устройства.

9.6. Отвод конденсата от пароиспользующей энергоустановки поверхностного типа осуществляется через автоматические конденсатоотводчики и другие автоматические устройства. Конденсатоотводчики должны иметь обводные трубопроводы с установкой на них запорной арматуры.

9.7. При поступлении в теплопотребляющие энергоустановки влажного пара в случае необходимости его осушки предусматриваются сепараторы (влагоотделители).

9.8. Теплопотребляющие энергоустановки, работающие под давлением, подвергаются наружному и внутреннему осмотрам, а также испытаниям на прочность и плотность в соответствии с требованиями, установленными Госгортехнадзором России, настоящими Правилами и инструкциями по эксплуатации.

Вместе с теплопотребляющей энергоустановкой испытаниям подвергаются относящиеся к ней арматура, трубопроводы и вспомогательное оборудование.

9.9. Порядок и периодичность проведения испытаний на прочность и плотность теплопотребляющих энергоустановок или их частей, предназначенных для работы под давлением или разрежением, устанавливаются инструкцией по эксплуатации, требованиями завода-изготовителя или настоящими Правилами.

9.10. Внеочередные испытания на прочность и плотность и внутренние осмотры теплопотребляющих энергоустановок производятся после капитального ремонта или реконструкции в случае бездействия энергоустановки более 6 месяцев, а также по требованию лица, ответственного за эксплуатацию данных энергоустановок, или органов государственного энергетического надзора.

9.11. Теплопотребляющие энергоустановки, у которых действие химической среды вызывает изменение состава и ухудшение механических свойств металла, а также теплопотребляющие энергоустановки с сильной коррозионной средой или температурой стенок выше 175 °С должны подвергаться дополнительным освидетельствованиям в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

9.12. Все внешние части теплопотребляющих энергоустановок и теплопроводы изолируются таким образом, чтобы температура поверхности тепловой изоляции не превышала 45 °С при температуре окружающего воздуха 25 °С. В случаях, когда по местным условиям эксплуатации металл теплопотребляющих энергоустановок под изоляцией может подвергаться разрушению, тепловая изоляция должна быть съемной.

9.13. Тепловая изоляция теплопотребляющих энергоустановок, расположенных на открытом воздухе (вне зданий), оборудуется защитным покрытием от атмосферных осадков, ветра.

9.14. Теплопотребляющая энергоустановка, трубопроводы и вспомогательное оборудование к ней должны быть окрашены. Лаки или краски должны быть стойкими против паров и газов, выделяющихся в помещении, где расположена данная энергоустановка.

9.15. На арматуру наносятся названия и номера согласно оперативным схемам трубопроводов, указатели направления вращения штурвалов. Регулирующие клапаны снабжаются указателями степени открытия регулирующего органа, а запорная арматура–указателями «Открыто» и «Закрыто».

9.16. Окраска, надписи и обозначения на тепловых энергоустановках и трубопроводах должны соответствовать проектным схемам. При выборе основного цвета окраски, величины размера надписи и маркировочных щитков необходимо руководствоваться государственными стандартами.

9.17. Трубопроводы агрессивных, легковоспламеняющихся, горючих, взрывоопасных или вредных веществ выполняются герметичными. В местах возможных утечек (краны, вентили, фланцевые соединения) устанавливаются защитные кожухи, а при необходимости – специальные устройства со сливом из них продуктов утечек в безопасное место.

9.18. На каждой теплопотребляющей энергоустановке, работающей под давлением, после установки и регистрации на специальную табличку форматом 200×150 мм наносятся следующие данные:

регистрационный номер;

разрешенное давление;

дата (число, месяц и год) следующего внутреннего осмотра и испытания на прочность и плотность.

Работа теплопотребляющих установок не допускается в следующих случаях:

отсутствует подготовленный эксплуатационный персонал;

отсутствует паспорт;

истек срок освидетельствования энергоустановки;

неисправны предохранительные устройства;

давление поднялось выше разрешенного и, несмотря на меры, принятые персоналом, не снижается;

неисправен манометр и невозможно определить давление по другим приборам;

неисправны или в неполном комплекте крепежные детали крышек и люков;

неисправны приборы безопасности и технологических блокировок, контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации;

имеются другие нарушения, требующие отключения теплопотребляющих энергоустановок в соответствии с инструкциями по эксплуатации и нормативно-технической документацией заводов-изготовителей тепловых энергоустановок.

9.19. На шкалу манометра наносится красная черта, указывающая величину разрешенного давления. Взамен красной черты разрешается прикреплять к корпусу манометра металлическую пластинку, окрашенную в красный цвет.

9.20. Манометр устанавливается с 3-ходовым краном или заменяющим его устройством, позволяющим проводить периодическую проверку манометра с помощью контрольного.

В необходимых случаях манометр в зависимости от условий работы и свойств среды снабжается сильфонной трубкой или другими устройствами, предохраняющими его от непосредственного воздействия среды и температуры и обеспечивающими его надежную работу.

9.1. Тепловые пункты

Технические требования

9.1.1. В тепловых пунктах предусматривается размещение оборудования, арматуры, приборов контроля, управления и автоматизации, посредством которых осуществляется:

преобразование вида теплоносителя или его параметров;

контроль параметров теплоносителя;

регулирование расхода теплоносителя и распределение его по системам потребления теплоты;

отключение систем потребления теплоты;

защита местных систем от аварийного повышения параметров теплоносителя;

заполнение и подпитка систем потребления теплоты;

учет тепловых потоков и расходов теплоносителя и конденсата;

сбор, охлаждение, возврат конденсата и контроль его качества;

аккумулирование теплоты;

водоподготовка для систем горячего водоснабжения.

В тепловом пункте в зависимости от его назначения и конкретных условий присоединения потребителей могут осуществляться все перечисленные функции или только их часть.

9.1.2. Устройство индивидуальных тепловых пунктов обязательно в каждом здании независимо от наличия центрального теплового пункта, при этом в индивидуальных тепловых пунктах предусматриваются только те функции, которые необходимы для присоединения систем потребления теплоты данного здания и не предусмотрены в центральном тепловом пункте.

9.1.3. При теплоснабжении от внешних источников теплоты и числе зданий более одного устройство центрального теплового пункта является обязательным.

При теплоснабжении от собственных источников теплоты оборудование теплового пункта, как правило, располагают в помещении источника (например, котельной); сооружения отдельно стоящих центральных тепловых пунктов следует определять в зависимости от конкретных условий теплоснабжения.

9.1.4. Оборудование центрального теплового пункта должно обеспечить требуемые параметры теплоносителя (расход, давление, температуру), их контроль и регулирование для всех присоединенных к нему систем теплопотребления. Присоединение систем теплопотребления должно выполняться с максимально возможным использованием вторичных тепловых ресурсов от других систем теплопотребления. Отказ от использования вторичной теплоты должен быть мотивирован технико-экономическим обоснованием.

9.1.5. На каждый тепловой пункт составляется технический паспорт, рекомендуемая форма приведена в прил. 6.

9.1.6. Присоединение систем потребления теплоты необходимо выполнять с учетом гидравлического режима работы тепловых сетей (пьезометрического графика) и графика изменения температуры теплоносителя в зависимости от изменения температуры наружного воздуха.

9.1.7. Расчетная температура воды в подающих трубопроводах водяных тепловых сетей после центрального теплового пункта при присоединении систем отопления зданий по зависимой схеме должна приниматься равной расчетной температуре воды в подающем трубопроводе тепловых сетей до центрального теплового пункта, но не выше 150 °С.

9.1.8. Системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха должны присоединяться к двухтрубным водяным тепловым сетям, как правило, по зависимой схеме.

По независимой схеме, предусматривающей установку водоподогревателей, допускается присоединять:

системы отопления 12-этажных зданий и выше (или более 36 м);

системы отопления зданий в открытых системах теплоснабжения при невозможности обеспечения требуемого качества воды.

9.1.9. Системы отопления зданий следует присоединять к тепловым сетям:

непосредственно при совпадении гидравлического и температурного режимов тепловой сети и местной системы. При этом необходимо обеспечивать невскипаемость перегретой воды при динамическом и статическом режимах системы;

через элеватор при необходимости снижения температуры воды в системе отопления и располагаемом напоре перед элеватором, достаточном для его работы;

через смесительные насосы при необходимости снижения температуры воды в системе отопления и располагаемом напоре, недостаточном для работы элеватора, а также при осуществлении автоматического регулирования системы.

9.1.10. К одному элеватору присоединяется, как правило, одна система отопления. Допускается присоединять к одному элеватору несколько систем отопления с увязкой гидравлических режимов этих систем.

9.1.11. При необходимости изменения параметров пара должны предусматриваться редукционно-охладительные, редукционные или охладительные установки.

Размещение этих устройств, а также установок сбора, охлаждения и возврата конденсата в центральных тепловых пунктах или в индивидуальных тепловых пунктах следует предусматривать на основании технико-экономического расчета в зависимости от числа потребителей и расхода пара со сниженными параметрами, количества возвращаемого конденсата, а также расположения потребителей пара на территории организации.

9.1.12. В тепловых пунктах с установками сбора, охлаждения и возврата конденсата предусматриваются мероприятия по использованию теплоты конденсата путем:

охлаждения конденсата в водоподогревателях с использованием нагретой воды для хозяйственно-бытовых или технологических потребителей горячей воды;

получения пара вторичного вскипания в расширительных баках с использованием его для технологических потребителей пара низкого давления.

9.1.13. При теплоснабжении от одного теплового пункта производственного или общественного здания, имеющего различные системы потребления теплоты, каждую из них следует присоединять по самостоятельным трубопроводам от распределительного (подающего) и сборного (обратного) коллекторов. Допускается присоединять к одному общему трубопроводу системы теплопотребления, работающие при различных режимах, удаленные от теплового пункта более чем на 200 м, с проверкой работы этих систем при максимальных и минимальных расходах и параметрах теплоносителя.

9.1.14. Обратный трубопровод от систем вентиляции присоединяется перед водоподогревателем горячего водоснабжения I ступени.

При этом, если потери давления по сетевой воде в водоподогревателе I ступени превысят 50 кПа, водоподогреватель оборудуется обводным трубопроводом (перемычкой), на котором устанавливаются дроссельная диафрагма или регулирующий клапан, рассчитанные на то, чтобы потери давления в водоподогревателе не превышали расчетной величины.

9.1.15. К паровым тепловым сетям потребители теплоты могут присоединяться:

по зависимой схеме – с непосредственной подачей пара в системы теплопотребления с изменением или без изменения параметров пара;

по независимой схеме – через пароводяные подогреватели.

Использование для целей горячего водоснабжения паровых водонагревателей барботажного типа не допускается.

9.1.16. В тепловых пунктах, в которые возможно поступление загрязненного конденсата, должна предусматриваться проверка качества конденсата в каждом сборном баке и на дренажных трубопроводах. Способы контроля устанавливаются в зависимости от характера загрязнения и схемы водоподготовки на источнике теплоты.

9.1.17. На трубопроводах тепловых сетей и конденсатопроводах при необходимости поглощения избыточного напора должны устанавливаться регуляторы давления или дроссельные диафрагмы.

9.1.18. В тепловых пунктах следует применять водяные горизонтальные секционные кожухотрубные или пластинчатые водоподогреватели либо паровые горизонтальные многоходовые водоподогреватели.

9.1.19. Для систем горячего водоснабжения допускается применять емкостные водоподогреватели с использованием их в качестве баков-аккумуляторов горячей воды в системах горячего водоснабжения при условии соответствия их вместимости требуемой по расчету вместимости баков-аккумуляторов.

9.1.20. Для водо-водяных подогревателей следует принимать противоточную схему потоков теплоносителей.

В горизонтальные секционные кожухотрубные водоподогреватели систем отопления греющая вода из тепловой сети должна поступать в трубки; в водоподогреватели систем горячего водоснабжения – в межтрубное пространство.

В пластинчатых теплообменниках нагреваемая вода должна проходить вдоль первой и последней пластин.

В пароводяных подогревателях пар должен поступать в межтрубное пространство.

В системах горячего водоснабжения должны применяться горизонтальные секционные кожухотрубные водоподогреватели с латунными

трубками, а емкостные – с латунными или со стальными змеевиками. Для пластинчатых теплообменников должны применяться пластины из нержавеющей стали в соответствии с действующими стандартами.

9.1.21. Перед элеватором на подающем трубопроводе рекомендуется предусматривать прямую вставку длиной 0,25 м на фланцах для замены сопла. Диаметр вставки следует принимать равным диаметру трубопровода.

9.1.22. На подающем трубопроводе при вводе в тепловой пункт после входной задвижки и на обратном трубопроводе перед выходной задвижкой по ходу теплоносителя должны быть смонтированы устройства для механической очистки от взвешенных частиц. При наличии регулирующих устройств и приборов учета допускается устанавливать дополнительную очистку.

9.1.23. Перед механическими водосчетчиками, пластинчатыми водоподогревателями и циркуляционными насосами системы отопления, присоединенной по независимой схеме, по ходу воды следует устанавливать устройства для механической очистки от взвешенных частиц.

9.1.24. Расположение и крепление трубопроводов внутри теплового пункта не должны препятствовать свободному перемещению эксплуатационного персонала и подъемно-транспортных устройств.

9.1.25. Запорная арматура предусматривается:

на всех подающих и обратных трубопроводах тепловых сетей на вводе и выводе их из тепловых пунктов;

на всасывающем и нагнетательном патрубках каждого насоса;

на подводящих и отводящих трубопроводах каждого водоподогревателя.

В остальных случаях необходимость установки запорной арматуры определяется проектом. При этом количество запорной арматуры на трубопроводах предусматривается минимально необходимым, обеспечивающим надежную и безаварийную работу. Установка дублирующей запорной арматуры допускается при обосновании.

9.1.26. В качестве отключающей арматуры на вводе тепловых сетей в тепловой пункт применяется стальная запорная арматура.

На спускных, продувочных и дренажных устройствах применять арматуру из серого чугуна не допускается.

При установке чугунной арматуры в тепловых пунктах предусматривается защита ее от напряжений изгиба. В тепловых пунктах допускается также применение арматуры из латуни и бронзы.

9.1.27. Применять запорную арматуру в качестве регулирующей не допускается.

9.1.28. Размещение арматуры, дренажных устройств, фланцевых и резьбовых соединений в местах прокладки трубопроводов над дверными и оконными проемами, а также над воротами не допускается.

9.1.29. В подземных, отдельно расположенных от зданий, центральных тепловых пунктах предусматривается на вводе трубопроводов тепловой сети запорная арматура с электроприводом независимо от диаметра трубопровода.

9.1.30. Для промывки и опорожнения систем потребления теплоты на их обратных трубопроводах до запорной арматуры (по ходу теплоносителя) предусматривается установка штуцера с запорной арматурой. Диаметр штуцера следует определять расчетом в зависимости от вместимости и необходимого времени опорожнения систем.

9.1.31. На трубопроводах следует предусматривать устройство штуцеров с запорной арматурой:

в высших точках всех трубопроводов – условным диаметром не менее 15 мм для выпуска воздуха (воздушники);

в низших точках трубопроводов воды и конденсата, а также на коллекторах – условным диаметром не менее 25 мм для спуска воды (спускники).

9.1.32. В тепловых пунктах не должно быть перемычек между подающими и обратными трубопроводами и обводных трубопроводов элеваторов, регулирующих клапанов, грязевиков и приборов учета расходов теплоносителя и теплоты.

Допускается устройство в тепловом пункте перемычек между подающим и обратным трубопроводами при обязательной установке на них двух последовательно расположенных задвижек (вентилей). Между этими задвижками (вентилями) должно быть выполнено дренажное устройство, соединенное с атмосферой. Арматура на перемычках в нормальных условиях эксплуатации должна быть закрыта и опломбирована, вентиль дренажного устройства должен находиться в открытом состоянии.

9.1.33. Установка обводных трубопроводов для насосов (кроме подкачивающих), элеваторов, регулирующих клапанов, грязевиков и приборов для учета тепловых потоков и расхода воды не допускается.

9.1.34. На паропроводе устанавливаются пусковые (прямые) и постоянные (через конденсатоотводчик) дренажи.

Пусковые дренажи устанавливаются:

перед запорной арматурой на вводе паропровода в тепловой пункт;

на распределительном коллекторе;

после запорной арматуры на ответвлениях паропроводов при уклоне ответвления в сторону запорной арматуры (в нижних точках паропровода).

Постоянные дренажи устанавливаются в нижних точках паропровода.

9.1.35. Устройства для отвода конденсата из пароводяных водоподогревателей и паропроводов должны размещаться ниже точек отбора конденсата и соединяться с ними вертикальными или горизонтальными трубопроводами с уклоном не менее 0,1 в сторону устройства для отбора конденсата.

9.1.36. Обратные клапаны предусматриваются:

на циркуляционном трубопроводе системы горячего водоснабжения перед присоединением его к обратному трубопроводу тепловых сетей в открытых системах теплоснабжения или к водоподогревателям в закрытых системах теплоснабжения;

на трубопроводе холодной воды перед водоподогревателями системы горячего водоснабжения за водомерами по ходу воды;

на ответвлении от обратного трубопровода тепловой сети перед регулятором смешения в открытой системе теплоснабжения;

на трубопроводе перемычки между подающим и обратным трубопроводами систем отопления или вентиляции при установке смесительных или корректирующих насосов на подающем или обратном трубопроводе этих систем;

на нагнетательном патрубке каждого насоса до задвижки при установке более одного насоса;

на обводном трубопроводе у подкачивающих насосов;

на подпиточном трубопроводе системы отопления при отсутствии на нем насоса;

при статическом давлении в тепловой сети, превышающем допускаемое давление для систем потребления теплоты, – отсекающий клапан на подающем трубопроводе после входа в тепловой пункт, а на обратном трубопроводе перед выходом из теплового пункта – предохранительный и обратный клапаны.

Не следует предусматривать дублирующие обратные клапаны, устанавливаемые за насосами.

9.1.37. Для коллекторов диаметром более 500 мм применение плоских накладных приварных заглушек не допускается, применяются заглушки плоские приварные с ребрами или эллиптические.

9.1.38. Нижняя врезка отводящих и подводящих трубопроводов в коллектор не рекомендуется.

Врезки подводящего трубопровода распределительного коллектора и отводящего трубопровода сборного коллектора следует предусматривать около неподвижной опоры.

Коллектор устанавливается с уклоном 0,002 в сторону спускного штуцера.

9.1.39. На трубопроводах, арматуре, оборудовании и фланцевых соединениях предусматривается тепловая изоляция, обеспечивающая температуру на поверхности теплоизоляционной конструкции,

расположенной в рабочей или обслуживаемой зоне помещения, для теплоносителей с температурой выше 100 °С – не более 45 °С, а с температурой ниже 100 °С – не более 35 °С (при температуре воздуха помещения 25 °С).

9.1.40. В зависимости от назначения трубопровода и параметров среды поверхность трубопровода окрашивается в соответствующий цвет и имеет маркировочные надписи в соответствии с требованиями, установленными Госгортехнадзором России.

Окраска, условные обозначения, размеры букв и расположение надписей должны соответствовать действующим стандартам. Пластинчатые теплообменники следует окрашивать теплостойкой эмалью.

9.1.41. Средства автоматизации и контроля должны обеспечивать работу тепловых пунктов без постоянного обслуживающего персонала (с пребыванием персонала не более 50 % рабочего времени).

9.1.42. Автоматизация тепловых пунктов закрытых и открытых систем теплоснабжения обеспечивает:

поддержание заданной температуры воды, поступающей в систему горячего водоснабжения;

регулирование подачи теплоты (теплового потока) в системы отопления в зависимости от изменения параметров наружного воздуха с целью поддержания заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях;

ограничение максимального расхода воды из тепловой сети на тепловой пункт путем прикрытия клапана регулятора расхода;

поддержание требуемого перепада давлений воды в подающем и обратном трубопроводах тепловых сетей на вводе в центральные тепловые пункты или индивидуальные тепловые пункты при превышении фактического перепада давлений над требуемым более чем на 200 кПа;

минимальное заданное давление в обратном трубопроводе системы отопления при возможном его снижении;

поддержание требуемого перепада давлений воды в подающем и обратном трубопроводах систем отопления в закрытых системах теплоснабжения при отсутствии регуляторов расхода теплоты на отопление, на перемычке между обратным и подающим трубопроводами тепловой сети;

включение и выключение подпиточных устройств для поддержания статического давления в системах теплопотребления при их независимом присоединении;

защиту систем теплопотребления от повышения давления или температуры воды в них при возможности превышения допустимых параметров;

поддержание заданного давления воды в системе горячего водоснабжения;

включение и выключение циркуляционных насосов;

блокировку включения резервного насоса при отключении рабочего;

защиту системы отопления от опорожнения;

прекращение подачи воды в бак-аккумулятор или в расширительный бак при независимом присоединении систем отопления по достижении верхнего уровня в баке и включение подпиточных устройств при достижении нижнего уровня;

включение и выключение дренажных насосов в подземных тепловых пунктах по заданным уровням воды в дренажном приямке.

9.1.43. Для контроля расхода тепловой энергии, теплоносителя, утечки сетевой воды, возврата конденсата в тепловых пунктах устанавливаются теплосчетчики и счетчики теплоносителя.

9.1.44. В центральных тепловых пунктах устанавливаются следующие контрольно-измерительные приборы:

а) манометры показывающие:

до запорной арматуры на вводе в тепловой пункт трубопроводов водяных тепловых сетей, паропроводов и конденсатопроводов;

на распределительном и сборном коллекторах водяных тепловых сетей и паропроводов;

после узла смешения;

на паропроводах до и после редукционных клапанов;

на трубопроводах водяных тепловых сетей паропроводах до и после регуляторов давления;

на подающих трубопроводах после запорной арматуры на каждом ответвлении к системам потребления теплоты и на обратных трубопроводах до запорной арматуры – из систем потребления теплоты;

б) штуцеры для манометров – до и после грязевиков, фильтров и водомеров;

в) термометры показывающие:

на распределительном и сборном коллекторах водяных тепловых сетей и паропроводов;

на трубопроводах водяных тепловых сетей после узла смешения;

на подающих и обратных трубопроводах из каждой системы потребления теплоты по ходу воды перед задвижкой.

9.1.45. В индивидуальных тепловых пунктах систем теплопотребления устанавливаются:

а) манометры показывающие:

после запорной арматуры на вводе в тепловой пункт трубопроводов водяных тепловых сетей, паропроводов и конденсатопроводов;

после узла смешения;

до и после регуляторов давления на трубопроводах водяных тепловых сетей и паропроводов;

на паропроводах до и после редукционных клапанов;

на подающих трубопроводах после запорной арматуры на каждом ответвлении к системам потребления теплоты и на обратных трубопроводах до запорной арматуры – из систем потребления теплоты;

б) штуцеры для манометров:

до запорной арматуры на вводе в тепловой пункт трубопроводов водяных тепловых сетей, паропроводов и конденсатопроводов;

до и после грязевиков, фильтров и водомеров;

в) термометры показывающие:

после запорной арматуры на вводе в тепловой пункт трубопроводов водяных тепловых сетей, паропроводов и конденсатопроводов;

на трубопроводах водяных тепловых сетей после узла смешения;

на обратных трубопроводах из систем потребления теплоты по ходу воды перед задвижками.

9.1.46. Показывающие манометры и термометры устанавливаются на входе и выходе трубопроводов греющей и нагреваемой воды для каждой ступени водоподогревателей систем горячего водоснабжения и отопления.

9.1.47. Показывающие манометры устанавливаются перед всасывающими и после нагнетательных патрубков насосов.

9.1.48. При установке самопишущих термометров и манометров следует предусматривать кроме них на тех же трубопроводах штуцеры для показывающих манометров и гильзы для термометров.

9.1.49. В случаях, когда теплосчетчики и счетчики воды регистрируют и показывают параметры теплоносителя, дублирующие контрольно-измерительные приборы можно не предусматривать.

9.1.50. Устройства систем водоподготовки тепловых пунктов должны обеспечивать качество теплоносителя в соответствии с требованиями действующей нормативно-технической документации для систем теплопотребления и настоящими Правилами.

9.1.51. На местном щите управления необходимо устанавливать световую сигнализацию о включении резервных насосов и достижении следующих предельных параметров:

температуры воды, поступающей в систему горячего водоснабжения (минимальная–максимальная);

давления в обратных трубопроводах систем отопления каждого здания или в обратном трубопроводе распределительных сетей отопления на выходе из центрального теплового пункта (минимальное – максимальное);

минимального перепада давлений в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети на входе и на выходе из центрального теплового пункта;

уровней воды или конденсата в баках и водосборных приямках.

При применении регуляторов расхода теплоты на отопление должна быть предусмотрена сигнализация о превышении заданной величины отклонения регулируемого параметра.

Эксплуатация

9.1.52. Основными задачами эксплуатации являются:

обеспечение требуемого расхода теплоносителя для каждого теплового пункта при соответствующих параметрах;

снижение тепловых потерь и утечек теплоносителя;

обеспечение надежной и экономичной работы всего оборудования теплового пункта.

9.1.53. При эксплуатации тепловых пунктов в системах теплопотребления осуществляется:

включение и отключение систем теплопотребления, подключенных на тепловом пункте;

контроль за работой оборудования;

обеспечение требуемых режимными картами расходов пара и сетевой воды;

обеспечение требуемых инструкциями по эксплуатации и режимными картами параметров пара и сетевой воды, поступающих на теплопотребляющие энергоустановки, конденсата и обратной сетевой воды, возвращаемых ими в тепловую сеть;

регулирование отпуска тепловой энергии на отопительно-вентиляционные нужды в зависимости от метеоусловий, а также на нужды горячего водоснабжения в соответствии с санитарными и технологическими нормами;

снижение удельных расходов сетевой воды и утечек ее из системы, сокращение технологических потерь тепловой энергии;

обеспечение надежной и экономичной работы всего оборудования теплового пункта;

поддержание в работоспособном состоянии средств контроля, учета и регулирования.

9.1.54. Эксплуатация тепловых пунктов осуществляется оперативным или оперативно-ремонтным персоналом.

Необходимость дежурства персонала на тепловом пункте и его продолжительность устанавливаются руководством организации в зависимости от местных условий.

9.1.55. Тепловые пункты периодически не реже 1 раза в неделю осматриваются управленческим персоналом и специалистами организации. Результаты осмотра отражаются в оперативном журнале.

9.1.56. Эксплуатация тепловых пунктов, находящихся на балансе потребителя тепловой энергии, осуществляется его персоналом. Энергоснабжающая организация осуществляет контроль за соблюдением потребителем режимов теплопотребления и состоянием учета энергоносителей.

9.1.57. В случае возникновения аварийной ситуации потребитель тепловой энергии извещает диспетчера и (или) администрацию эксплуатационного предприятия для принятия срочных мер по локализации аварии и до прибытия персонала эксплуатационного предприятия ограждает место аварии и устанавливает посты дежурных.

9.1.58. Включение и выключение тепловых пунктов, систем теплопотребления и установление расхода теплоносителя производятся персоналом потребителей тепловой энергии с разрешения диспетчера и под контролем персонала энергоснабжающей организации.

9.1.59. Испытания оборудования установок и систем теплопотребления на плотность и прочность должны производиться после их промывки персоналом потребителя тепловой энергии с обязательным присутствием представителя энергоснабжающей организации. Результаты проверки оформляются актом.

9.1.60. Опробование работы систем отопления производится после получения положительных результатов испытаний систем на плотность и прочность.

Опробование систем отопления в обвод элеваторов или с соплом большего диаметра, а также при завышенном расходе теплоносителя не допускается.

9.1.61. Давление теплоносителя в обратном трубопроводе теплового пункта должно быть на 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2) больше статического давления системы теплопотребления, присоединенной к тепловой сети по зависимой схеме.

9.1.62. Повышение давления теплоносителя сверх допустимого и снижение его менее статического даже кратковременное при отключении и включении в работу систем теплопотребления, подключенных к тепловой сети по зависимой схеме, не допускается. Отключение системы следует производить поочередным закрытием задвижек, начиная с подающего трубопровода, а включение – открытием, начиная с обратного.

9.1.63. Включение тепловых пунктов и систем паропотребления осуществляется открытием пусковых дренажей, прогревом трубопровода пара, оборудования теплового пункта и систем паропотребления.

Скорость прогрева зависит от условий дренажа скапливающегося конденсата, но не выше 30 °С/ч.

9.1.64. Распределение пара по отдельным теплоприемникам осуществляется настройкой регуляторов давления, а у потребителей с постоянным расходом пара – установкой дроссельных диафрагм соответствующих диаметров.

9.2. Системы отопления, вентиляции, кондиционирования, горячего водоснабжения

9.2.1. Отклонение среднесуточной температуры воды, поступившей в системы отопления, вентиляции, кондиционирования и горячего водоснабжения, должно быть в пределах П ±3 % от установленного температурного графика. Среднесуточная температура обратной сетевой воды не должна превышать заданную температурным графиком температуру более чем на 5 %.

9.2.2. При эксплуатации систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения часовая утечка теплоносителя не должна превышать норму, которая составляет 0,25 % объема воды в системах с учетом объема воды в разводящих теплопроводах систем.

При определении нормы утечки теплоносителя не учитывается расход воды на заполнение систем теплопотребления при их плановом ремонте.

9.2.3. В системах в качестве теплоносителя, как правило, используется горячая вода. Другие теплоносители допускается применять при технико-экономическом обосновании.

9.2.4. Все верхние точки разводящих трубопроводов оборудуются воздуховыпускной арматурой, а нижние – арматурой для спуска воды или отвода конденсата.

9.2.5. Трубопроводы выполняются с уклонами, исключающими образование воздушных мешков и скопление конденсата.

9.2.6. Узловые точки внутрицеховых теплопроводов оборудуются секционными задвижками (вентилями) для отключения отдельных участков от системы.

9.2.7. В качестве источника тепловой энергии для систем должна максимально использоваться вторичная теплота технологических энергоустановок.

9.2.8. Использование электроэнергии для целей теплоснабжения допускается при технико-экономическом обосновании.

9.2.9. Промывка систем проводится ежегодно после окончания отопительного периода, а также после монтажа, капитального ремонта, текущего ремонта с заменой труб (в открытых системах до ввода в эксплуатацию системы должны быть также подвергнуты дезинфекции).

Системы промываются водой в количествах, превышающих расчетный расход теплоносителя в 3–5 раз, ежегодно после отопительного периода, при этом достигается полное осветление воды. При проведении гидропневматической промывки расход водо-воздушной смеси не должен превышать 3-5-кратного расчетного расхода теплоносителя.

Для промывки систем используется водопроводная или техническая вода. В открытых системах теплоснабжения окончательно промывка после дезинфекции производится водой, соответствующей требованиям действующего стандарта на питьевую воду, до достижения показателей сбрасываемой воды до требуемых санитарными нормами на питьевую воду, для конденсатопроводов качество сбрасываемой воды должно соответствовать требованиям в зависимости от схемы использования конденсата.

Дезинфекция систем теплопотребления производится в соответствии с требованиями, установленными санитарными нормами и правилами.

9.2.10. Подключение систем, не прошедших промывку, а в открытых системах – промывку и дезинфекцию, не допускается.

9.2.11. Для защиты от внутренней коррозии системы должны быть постоянно заполнены деаэрированной, химически очищенной водой или конденсатом.

9.2.12. Испытания на прочность и плотность оборудования систем проводятся ежегодно после окончания отопительного сезона для выявления дефектов, а также перед началом отопительного периода после окончания ремонта.

9.2.13. Испытания на прочность и плотность водяных систем проводятся пробным давлением, но не ниже:

элеваторные узлы, водоподогреватели систем отопления, горячего водоснабжения – 1 МПа (10 кгс/см^2);

системы отопления с чугунными отопительными приборами, стальными штампованными радиаторами – 0,6 МПа (6 кгс/см^2), системы панельного и конвекторного отопления – давлением 1 МПа (10 кгс/см^2);

системы горячего водоснабжения – давлением, равным рабочему в системе, плюс 0,5 МПа (5 кгс/см^2), но не более 1 МПа (10 кгс/см^2);

для калориферов систем отопления и вентиляции – в зависимости от рабочего давления, устанавливаемого техническими условиями завода-изготовителя.

Паровые системы теплопотребления испытываются пробным давлением. Величину пробного давления выбирает предприятие-изготовитель (проектная организация) в пределах между минимальным и максимальным значениями:

минимальная величина пробного давления при гидравлическом испытании должна составлять 1,25 рабочего давления, но не менее 0,2 МПа (2 кгс/см^2);

максимальная величина пробного давления устанавливается расчетом на прочность по нормативно-технической документации, согласованной с Госгортехнадзором России;

испытание на прочность и плотность узла управления и системы теплопотребления производится при положительных температурах наружного воздуха. При температуре наружного воздуха ниже нуля проверка плотности возможна лишь в исключительных случаях. Температура внутри помещения при этом должна быть не ниже 5 °С.

Испытание на прочность и плотность проводится в следующем порядке:

система теплопотребления заполняется водой с температурой не выше 45 °С, полностью удаляется воздух через воздухоспускные устройства в верхних точках;

давление доводится до рабочего и поддерживается в течение времени, необходимого для тщательного осмотра всех сварных и фланцевых соединений, арматуры, оборудования и т. п., но не менее 10 мин;

давление доводится до пробного, если в течение 10 мин не выявляются какие-либо дефекты (для пластмассовых труб время подъема давления до пробного должно быть не менее 30 мин).

Испытания на прочность и плотность систем проводятся раздельно.

Системы считаются выдержавшими испытания, если во время их проведения:

не обнаружены «потения» сварных швов или течи из нагревательных приборов, трубопроводов, арматуры и прочего оборудования;

при испытаниях на прочность и плотность водяных и паровых систем теплопотребления в течение 5 мин падение давления не превысило 0,02 МПа (0,2 кгс/см^2);

при испытаниях на прочность и плотность систем панельного отопления падение давления в течение 15 мин не превысило 0,01 МПа (0,1 кгс/см^2);

при испытаниях на прочность и плотность систем горячего водоснабжения падение давления в течение 10 мин не превысило 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2); пластмассовых трубопроводов: при падении давления не более чем на 0,06 МПа (0,6 кгс/см^2) в течение 30 мин и при дальнейшем падении в течение 2 ч не более чем на 0,02 МПа (0,2 кгс/см^2).

Для систем панельного отопления, совмещенных с отопительными приборами, величина пробного давления не должна превышать предельного пробного давления для установленных в системе отопительных приборов. Величина пробного давления систем панельного отопления, паровых систем отопления и трубопроводов к вентиляци-

онным установкам при пневматических испытаниях должна составлять 0,1 МПа (1 кгс/см^2). При этом падение давления не должно превышать 0,01 МПа (0,1 кгс/см^2) при выдерживании 5 мин.

Результаты проверки оформляются актом проведения испытаний на прочность и плотность.

Если результаты испытаний на прочность и плотность не отвечают указанным условиям, необходимо выявить и устранить утечки, после чего провести повторные испытания системы.

При испытании на прочность и плотность применяются пружинные манометры класса точности не ниже 1,5, с диаметром корпуса не менее 160 мм, шкалой на номинальное давление около 4/3 измеряемого, ценой деления 0,01 МПа (0,1 кгс/см^2), прошедшие поверку и опломбированные госповерителем.

9.2.14. Отопительно-вентиляционное оборудование, трубопроводы и воздуховоды, размещаемые в помещениях с агрессивной средой, следует предусматривать из антикоррозийных материалов или с защитными покрытиями от коррозии.

9.2.15. Температура горячих поверхностей оборудования, трубопроводов и воздуховодов, размещаемых в помещениях, в которых они создают опасность воспламенения газов, паров, аэрозолей или пыли, должна быть на 20 % ниже температуры их самовоспламенения.

9.2.16. Отопительное и вентиляционное нестандартизированное оборудование, воздуховоды и теплоизоляционные конструкции следует изготавливать из материалов, разрешенных к применению действующими нормативными документами.

9.2.17. Выявленные в процессе эксплуатации неисправности устраняются немедленно или, в зависимости от характера неисправности, в период текущего или капитального ремонта.

9.2.18. Текущий ремонт систем теплопотребления производится не реже 1 раза в год, как правило, в летний период и заканчивается не позднее, чем за 15 дней до начала отопительного сезона.

9.2.19. Ремонт вентиляционных установок, связанных с технологическим процессом, производится, как правило, одновременно с ремонтом технологического оборудования.

9.2.20. В зимний период при отрицательных температурах наружного воздуха в случае прекращения циркуляции воды в системах для предотвращения размораживания системы полностью дренируются.

Дренирование производится по письменному распоряжению технического руководителя в соответствии с эксплуатационной инструкцией, составленной применительно к местным условиям.

9.3. Системы отопления

Технические требования

9.3.1. Отопительные приборы должны иметь устройства для регулирования теплоотдачи. В жилых и общественных зданиях отопительные приборы, как правило, оборудуются автоматическими терморегуляторами.

9.3.2. Система с расчетным расходом теплоты на отопление помещения 50 кВт и более оборудуется приборами автоматического регулирования расхода тепловой энергии и теплоносителя.

9.3.3. К отопительным приборам должен быть обеспечен свободный доступ.

Устанавливаемые декоративные экраны (решетки) не должны снижать теплоотдачу приборов, препятствовать доступу к устройствам регулирования и очистке приборов.

9.3.4. Запорная арматура на трубопроводах систем отопления устанавливается в соответствии с требованиями строительных норм и правил.

9.3.5. Арматура должна устанавливаться в местах, доступных для обслуживания и ремонта. Трубопроводы систем отопления изготавливаются из материалов, разрешенных к применению в строительстве. При использовании неметаллических труб необходимо применять соединительные детали и изделия, соответствующие нормативно-технической документации завода-изготовителя труб.

9.3.6. При применении совместно с металлическими трубами труб из полимерных материалов, имеющих ограничения по содержанию растворенного кислорода в теплоносителе, последние должны иметь антидиффузный слой.

9.3.7. Трубопроводы, проложенные в подвалах и других неотапливаемых помещениях, оборудуются тепловой изоляцией.

9.3.8. Уклоны трубопроводов воды, пара и конденсата следует принимать не менее 0,002, а уклоны паропроводов против движения пара – не менее 0,006. Конструкция системы должна обеспечивать ее полное опорожнение и заполнение.

9.3.9. Прокладка или пересечение в одном канале трубопроводов отопления с трубопроводами горючих жидкостей, паров и газов с температурой вспышки паров 170 °С и менее или агрессивных паров и газов не допускается.

9.3.10. Удаление воздуха из систем отопления при теплоносителе-воде и из конденсатопроводов, заполненных водой, следует предусматривать в верхних точках, при теплоносителе-паре – в нижних точках конденсационного самотечного трубопровода.

В системах водяного отопления следует предусматривать автоматические воздухоотводчики. Устройства для отвода воздуха оборудуются в местах, доступных для персонала. Сигнализация о работе выводится на щит управления теплового пункта (при наличии постоянного дежурства) или на пульт диспетчерского управления обслуживаемой системы.

9.3.11. При присоединении к расширительному баку систем отопления нескольких зданий установка расширительного бака производится в верхней точке самого высокого здания.

9.3.12. Расширительные баки систем отопления следует располагать в отапливаемых помещениях. При установке расширительного бака на чердаках необходимо предусматривать тепловую изоляцию из негорючих материалов.

9.3.13. Расширительный бак, соединенный с атмосферой, для систем отопления с верхним розливом и температурным графиком работы системы 105–70 °С следует устанавливать поднятым над системой на 2,5–3 м.

9.3.14. Расширительные баки применяются цилиндрической формы с эллиптическими днищами. Допускается для расширительных баков, соединенных с атмосферой, и внутренним диаметром до 500 мм применять плоские приварные днища.

9.3.15. Расширительные баки, соединенные с атмосферой, оборудуются:

сигнальной трубой, присоединенной на высоте предельно допустимого уровня воды в баке в помещение теплового пункта, и сливом в канализацию, выполненным с видимым разрывом;

автоматикой регулирования уровня воды и сигнализацией с выводом на пульт диспетчерского управления.

9.3.16. Расширительные баки мембранного типа оборудуются:

предохранительными клапанами с организованным отводом воды от клапана, оборудованным видимым разрывом и сливом в канализацию;

автоматикой регулирования давления воды в системе.

Эксплуатация

9.3.17. При эксплуатации системы отопления обеспечивается:

равномерный прогрев всех нагревательных приборов;

залив верхних точек системы;

давление в системе отопления, не превышающее допустимое для отопительных приборов;

коэффициент смешения на элеваторном узле водяной системы не менее расчетного;

полная конденсация пара, поступающего в нагревательные приборы, исключение его пролета;

возврат конденсата из системы.

9.3.18. Максимальная температура поверхности отопительных приборов должна соответствовать назначению отапливаемого помещения и установленным санитарным нормам и правилам.

9.3.19. Заполнение и подпитка независимых систем водяного отопления производятся умягченной деаэрированной водой из тепловых сетей. Скорость и порядок заполнения согласовываются с энергоснабжающей организацией.

9.3.20. В режиме эксплуатации давление в обратном трубопроводе для водяной системы теплопотребления устанавливается выше статического не менее, чем на 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2), но не превышающим максимально допустимого давления для наименее прочного элемента системы.

9.3.21. В водяных системах теплопотребления при температуре теплоносителя выше 100 °С давление в верхних точках должно быть выше расчетного не менее чем на 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2) для предотвращения вскипания воды при расчетной температуре теплоносителя.

9.3.22. В процессе эксплуатации систем отопления следует:

осматривать элементы систем, скрытых от постоянного наблюдения (разводящих трубопроводов на чердаках, в подвалах и каналах), не реже 1 раза в месяц;

осматривать наиболее ответственные элементы системы (насосы, запорную арматуру, контрольно-измерительные приборы и автоматические устройства) не реже 1 раза в неделю;

периодически удалять воздух из системы отопления согласно инструкции по эксплуатации;

очищать наружную поверхность нагревательных приборов от пыли и грязи не реже 1 раза в неделю;

промывать фильтры. Сроки промывки фильтров (грязевиков) устанавливаются в зависимости от степени загрязнения, которая определяется по разности показаний манометров до и после грязевика;

вести ежедневный контроль за параметрами теплоносителя (давление, температура, расход), прогревом отопительных приборов и температурой внутри помещений в контрольных точках с записью в оперативном журнале, а также за утеплением отапливаемых помещений (состояние фрамуг, окон, дверей, ворот, ограждающих конструкций и др.);

проверять исправность запорно-регулирующей арматуры в соответствии с утвержденным графиком ремонта, а снимать задвижки для их внутреннего осмотра и ремонта не реже 1 раза в 3 года, проверять плотность закрытия и менять сальниковые уплотнения регулировочных кранов на нагревательных приборах – не реже 1 раза в год;

проверять 2 раза в месяц закрытием до отказа с последующим открытием регулирующие органы задвижек и вентилей;

производить замену уплотняющих прокладок фланцевых соединений – не реже 1 раза в 5 лет.

9.3.23. При реконструкции (модернизации) систем отопления следует предусматривать замену расширительных баков, соединенных с атмосферой, на расширительные баки мембранного типа. Объем расширительного бака выбирается на основании технического расчета, исходя из объема системы теплопотребления. Мембранный бак оборудуется предохранительным клапаном с отводом воды в дренажное устройство.

9.3.24. До включения отопительной системы в эксплуатацию после монтажа, ремонта и реконструкции, перед началом отопительного сезона проводится ее тепловое испытание на равномерность прогрева отопительных приборов. Испытания проводятся при положительной температуре наружного воздуха и температуре теплоносителя не ниже 50 °С. При отрицательных температурах наружного воздуха необходимо обеспечить прогрев помещений, где установлена отопительная система, другими источниками энергии.

Пуск опорожненных систем при отрицательной температуре наружного воздуха необходимо производить только при положительной температуре поверхностей трубопроводов и отопительных приборов системы, обеспечив ее другими источниками энергии.

9.3.25. В процессе тепловых испытаний выполняется наладка и регулировка системы для:

обеспечения в помещениях расчетных температур воздуха;

распределения теплоносителя между теплопотребляющим оборудованием в соответствии с расчетными нагрузками;

обеспечения надежности и безопасности эксплуатации;

определения теплоаккумулирующей способности здания и теплозащитных свойств ограждающих конструкций.

На основании испытаний, результатов обследования и расчетов необходимо разработать мероприятия по приведению в соответствие расчетных и фактических расходов воды, пара по отдельным теплоприемникам и установить режимные параметры перепада давления и температур нормальной работы системы, способы их контроля в процессе эксплуатации.

Регулировку систем необходимо производить после выполнения всех разработанных мероприятий и устранения выявленных недостатков.

В процессе регулировки подготовленной водяной системы производится коррекция диаметров сопл элеваторов и дроссельных диафрагм, а также настройка автоматических регуляторов на основании

измерения температуры воды в подающем и обратном трубопроводах, определяющих фактический режим работы налаживаемой системы или отдельного теплоприемника; в паровых системах – настройка регуляторов давления, установка дроссельных устройств, рассчитанных на гашение избыточного напора. Результаты испытаний оформляются актом и вносятся в паспорт системы и здания.

9.4. Агрегаты систем воздушного отопления, вентиляции, кондиционирования

Технические требования

9.4.1. Системы должны обеспечить проектный воздухообмен в помещениях в соответствии с их назначением. Дисбаланс воздуха не допускается, если это не предусмотрено проектом.

9.4.2. Каждая калориферная установка снабжается отключающей арматурой на входе и выходе теплоносителя, гильзами для термометров на подающем и обратном трубопроводах, а также воздушниками в верхних точках и дренажными устройствами в нижних точках обвязки калориферов.

Калориферные установки, работающие на паре, оборудуются конденсатоотводчиками.

Калориферные установки оборудуются автоматическими регуляторами расхода теплоносителя,

9.4.3. Калориферы в установках воздушного отопления и приточной вентиляции при подсоединении к паровым тепловым сетям включаются параллельно, а при теплоснабжении от водяных тепловых сетей, как правило, последовательно или параллельно-последовательно, что должно быть обосновано в проекте установки.

В калориферных установках, присоединяемых к водяным сетям, должен осуществляться противоток сетевой воды по отношению к воздушному потоку.

9.4.4. При устройстве камер воздушного отопления и приточной вентиляции необходимо обеспечить полную герметичность в соединениях между секциями калорифера и между калориферами, вентиляторами и наружными ограждениями, а также плотность закрытия обводных каналов, работающих при переходных режимах.

9.4.5. Приточные камеры систем вентиляции должны иметь искусственное освещение. К установленному оборудованию обеспечиваются свободные проходы шириной не менее 0,7 м для обслуживания и ремонта. Двери камер (люков) уплотняются и запираются на замок.

9.4.6. Створки в фонарях и окнах, через которые регулируется аэрация, расположенные выше 3 м от пола, должны снабжаться групповыми регулировочными механизмами с ручным или электрическим приводом.

9.4.7. Помещение для вентиляционного оборудования должно соответствовать требованиям строительных норм и правил по производственным зданиям.

9.4.8. Прокладывать трубы с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями и газами через помещение для вентиляционного оборудования не допускается.

Через помещения для вентиляционного оборудования допускается прокладка канализационных труб только ливневой канализации и труб сбора воды из вышерасположенных помещений вентиляционного оборудования.

9.4.9. Прокладка всех инженерных коммуникаций в шахтах забора воздуха не допускается.

9.4.10. Все воздуховоды окрашиваются краской. Окраска систематически восстанавливается.

Для антикоррозионной защиты допускается применять краску слоем не более 0,5 мм из горючих материалов или пленку толщиной не более 0,5 мм.

9.4.11. Места проходов воздуховодов через ограждающие конструкции и стены уплотняются.

Эксплуатация

9.4.12. Эксплуатация систем вентиляции должна обеспечивать температуру воздуха, кратность и нормы воздухообмена в различных помещениях в соответствии с установленными требованиями.

9.4.13. Калориферные установки систем приточной вентиляции и воздушного отопления должны обеспечивать заданную температуру воздуха внутри помещения при расчетной температуре наружного воздуха и температуру обратной сетевой воды в соответствии с температурным графиком путем автоматического регулирования. При отключении вентилятора предусматривается включение автоматической блокировки, обеспечивающей минимальную подачу теплоносителя для исключения замораживания трубок калориферов.

9.4.14. Перед приемкой в эксплуатацию после монтажа, реконструкции, а также в процессе эксплуатации при ухудшении микроклимата, но не реже 1 раза в 2 года системы воздушного отопления и приточной вентиляции подвергаются испытаниям, определяющим эффективность работы установок и соответствие их паспортным и проектным

данным. В процессе испытаний определяются: производительность, полный и статический напор вентиляторов; частота вращения вентиляторов и электродвигателей; установленная мощность и фактическая нагрузка электродвигателей; распределение объемов воздуха и напоры по отдельным ответвлениям воздуховодов, а также в концевых точках всех участков; температура и относительная влажность приточного и удаляемого воздуха; производительность калориферов по теплоте; температура обратной сетевой воды после калориферов при расчетном расходе и температуре сетевой воды в подающем трубопроводе, соответствующей температурному графику; гидравлическое сопротивление калориферов при расчетном расходе теплоносителя; температура и влажность воздуха до и после увлажнительных камер; коэффициент улавливания фильтров; наличие подсоса или утечки воздуха в отдельных элементах установки (воздуховодах, фланцах, камерах, фильтрах и т. п.).

9.4.15. Испытание производится при расчетной нагрузке по воздуху при температурах теплоносителя, соответствующих наружной температуре.

9.4.16. Перед началом испытания устраняются дефекты, обнаруженные при осмотре.

Недостатки, выявленные во время испытания и наладки вентиляционных систем, вносятся в журнал дефектов и отказов и в последующем устраняются.

9.4.17. На каждую приточную вентиляционную установку, систему воздушного отопления составляется паспорт с технической характеристикой и схемой установки (прил. 9).

Изменения, произведенные в установках, а также результаты испытаний должны фиксироваться в паспорте.

9.4.18. В процессе эксплуатации агрегатов воздушного отопления, систем приточной вентиляции следует:

осматривать оборудование систем, приборы автоматического регулирования, контрольно-измерительные приборы, арматуру, конденсатоотводчики не реже 1 раза в неделю;

проверять исправность контрольно-измерительных приборов, приборов автоматического регулирования по графику;

вести ежедневный контроль за температурой, давлением теплоносителя, воздуха до и после калорифера, температурой воздуха внутри помещений в контрольных точках с записью в оперативном журнале.

При обходе обращать внимание на: положение дросселирующих устройств, плотность закрытия дверей вентиляционных камер, люков в воздуховодах, прочность конструкции воздуховодов, смазку шарнирных соединений, бесшумность работы систем, состояние виброоснований, мягких вставок вентиляторов, надежность заземления;

проверять исправность запорно-регулирующей арматуры, замену прокладок фланцевых соединений в соответствии с разделом «Система отопления»;

производить замену масла в масляном фильтре при увеличении сопротивления на 50 %;

производить очистку калорифера пневматическим способом (сжатым воздухом), а при слежавшейся пыли – гидропневматическим способом или продувкой паром. Периодичность продувки должна быть определена в инструкции по эксплуатации. Очистка перед отопительным сезоном обязательна.

9.4.19. На летний период во избежание засорения все калориферы со стороны подвода воздуха закрываются.

Очистка внутренних частей воздуховодов осуществляется не реже 2 раз в год, если по условиям эксплуатации не требуется более частая их очистка.

Защитные сетки и жалюзи перед вентиляторами очищаются от пыли и грязи не реже 1 раза в квартал.

9.4.20. Металлические воздухоприемные и выходные шахты, а также наружные жалюзийные решетки должны иметь антикоррозийные покрытия, которые необходимо ежегодно проверять и восстанавливать.

9.5. Системы горячего водоснабжения

Технические требования

9.5.1. Температура воды в системе горячего водоснабжения поддерживается при помощи автоматического регулятора, установка которого в системе горячего водоснабжения обязательна.

Присоединение к трубопроводам теплового пункта установок горячего водоснабжения с неисправным регулятором температуры воды не допускается.

9.5.2. Для обеспечения заданного давления в системе горячего водоснабжения необходимо устанавливать регуляторы давления в соответствии с требованиями строительных норм и правил по устройству внутреннего водопровода.

9.5.3. В открытых системах для осуществления циркуляции теплоносителя в системе горячего водоснабжения устанавливается диафрагма между местом отбора воды в систему горячего водоснабжения и местом подключения циркуляционного трубопровода.

При недостаточном перепаде давлений на вводе теплосети диафрагма может быть заменена насосом, устанавливаемым на циркуляционном трубопроводе.

9.5.4. Подающие, циркуляционные трубопроводы систем горячего водоснабжения, за исключением подводок к водоразборным приборам, должны иметь тепловую изоляцию толщиной не менее 10 мм с теплопроводностью не более 0,05 Вт/(м·°С).

9.5.5. В качестве запорной арматуры диаметром до 50 мм включительно должна, как правило, использоваться арматура из бронзы, латуни, нержавеющей стали или из термостойких пластмасс.

9.5.6. На промышленных предприятиях, где расход тепловой энергии на горячее водоснабжение имеет сосредоточенный кратковременный характер, для выравнивания сменного графика потребления горячей воды применяются баки-аккумуляторы или водонагреватели требуемой вместимости.

9.5.7. При постоянном или периодическом недостатке напора в системах водоснабжения, а также при необходимости поддержания принудительной циркуляции в централизованных системах горячего водоснабжения необходимо предусматривать устройство насосных установок.

Эксплуатация

9.5.8. При эксплуатации системы горячего водоснабжения необходимо:

обеспечить качество горячей воды, подаваемой на хозяйственно-питьевые нужды, в соответствии с установленными требованиями госстандарта;

поддерживать температуру горячей воды в местах водоразбора для систем централизованного горячего водоснабжения; не ниже 60 °С – в открытых системах теплоснабжения, не ниже 50 °С – в закрытых системах теплоснабжения и не выше 75 °С – для обеих систем;

обеспечить расход горячей воды с установленными нормами.

9.5.9. В режиме эксплуатации давление в системе поддерживается выше статического не менее, чем на 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2). Водонагреватели и трубопроводы должны быть постоянно заполнены водой.

9.5.10. В процессе эксплуатации систем горячего водоснабжения следует:

следить за исправностью оборудования, трубопроводов, арматуры, контрольно-измерительных приборов и автоматики, устранять неисправности и утечки воды;

вести контроль за параметрами теплоносителя и его качеством в системе горячего водоснабжения.

При установке сроков осмотра необходимо руководствоваться п. 10.2.41 раздела «Системы отопления» настоящих Правил.

9.5.11. Разбор сетевой воды из закрытых систем не допускается.

10. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЭНЕРГОУСТАНОВКИ

10.1. Теплообменные аппараты

Технические требования

10.1.1. Каждый пароводяной подогреватель оборудуется конденсатоотводчиком или регулятором уровня для отвода конденсата, штуцерами с запорной арматурой для выпуска воздуха и спуска воды и предохранительным устройством.

10.1.2. Емкостные водоподогреватели оборудуются предохранительными клапанами, устанавливаемыми со стороны нагреваемой среды, а также воздушными и спускными устройствами.

10.1.3. Подогреватели, греющей средой в которых является пар (пароводяные, паромазутные и т. п.), оборудуются устройствами, обеспечивающими заданный уровень конденсата в корпусах, или конденсатоотводчиками.

10.1.4. Эксплуатация теплообменных аппаратов при росте гидравлического сопротивления по тракту внутри трубок или по межтрубному пространству более чем на 25 % выше расчетного, указанного в паспорте завода-изготовителя, проекте или установленного испытаниями, не допускается.

10.1.5. Предохранительные устройства рассчитываются и регулируются так, чтобы давление в защищенном элементе не превышало расчетное более чем на 10 %, а при расчетном давлении до 0,5 МПа – не более чем на 0,05 МПа. Расчет пропускной способности предохранительных устройств производится согласно действующему стандарту.

10.1.6. Отбор теплоносителя от патрубка, на котором установлено предохранительное устройство, установка запорной арматуры непосредственно у предохранительных устройств не допускаются.

Предохранительные клапаны должны иметь отводящие трубопроводы, предохраняющие обслуживающий персонал от ожогов при срабатывании клапанов. Эти трубопроводы защищаются от замерзания и должны быть оборудованы дренажами для слива скапливающегося в них конденсата, соединение дренажных выпусков с приемным устройством должно выполняться с видимым разрывом.

10.1.7. За теплообменными аппаратами, работающими на паре, необходимо устанавливать пробоотборные устройства с холодильниками для контроля качества конденсата, а также предусматривать возможность отключения теплообменников от общей системы сбора конденсата и его дренажа при неудовлетворительном качестве.

10.1.8. Теплообменные аппараты оборудуются автоматическими регуляторами температуры, обеспечивающими температуру нагреваемой среды в соответствии с заданной, и контрольно-измерительными приборами (манометрами и термометрами) на входе и выходе греющей и нагреваемой среды.

Эксплуатация

10.1.9. При работе сетевых подогревателей обеспечивается:

контроль за уровнем конденсата и работой устройств автоматического поддержания уровня и сброса;

отвод неконденсирующихся газов из парового пространства подогревателя;

контроль перемещения корпусов в результате температурных удлинений;

контроль за температурным напором;

контроль за нагревом сетевой воды;

контроль за гидравлическим сопротивлением;

контроль за гидравлической плотностью по качеству конденсата греющего пара.

10.1.10. Теплообменные аппараты, работающие на сетевой воде, должны возвращать ее в тепловую сеть с температурой, соответствующей температурному графику.

10.1.11. Для каждого сетевого подогревателя и группы подогревателей на основе проектных данных и результатов испытаний устанавливаются и вносятся в паспорта:

расчетная тепловая производительность и соответствующие ей параметры греющего пара и сетевой воды;

температурный напор и максимальная температура подогрева сетевой воды;

предельно допустимое давление с паровой и водяной сторон;

расчетный расход сетевой воды и соответствующие ему потери напора.

10.1.12. Трубная система теплообменных аппаратов периодически очищается по мере загрязнения, но не реже 1 раза в год (перед отопительным периодом).

Теплообменные аппараты подвергаются испытаниям на тепловую производительность не реже 1 раза в 5 лет.

10.1.13. Водо-водяные и пароводяные подогреватели систем отопления и горячего водоснабжения испытываются на плотность согласно требованиям настоящих Правил, испытания проводятся пробным давлением со стороны межтрубного пространства при снятых передних и задних крышках (для секционных теплообменников-калачей). Для выявления утечек сетевой воды в трубопроводы системы горячего водоснабжения или перетекания водопроводной воды в трубопроводы тепловой сети из-за износа трубной системы водо-водяных теплообменников или неплотности вальцовки плотность всех теплообменников периодически не реже 1 раза в 4 месяца проверяется под давлением, равным давлению в водопроводе или тепловой сети.

При давлении в водопроводе большем, чем в обратном трубопроводе тепловой сети, проверять плотность подогревателей в эксплуатационных условиях допускается химическим анализом сетевой воды в обратном трубопроводе после подогревателя. Ухудшение качества воды свидетельствует о неплотности трубок.

10.1.14. При обнаружении течи в вальцовке или в трубках водоподогревателей они останавливаются на ремонт.

Установка заглушек на место поврежденной трубки допускается в качестве временной меры для устранения течи. Снимать с опор теплообменный аппарат для его ревизии и ремонта до полного спуска среды из его корпуса и трубной системы не допускается.

10.1.15. При вынужденной кратковременной остановке теплообменных аппаратов и дренировании системы и межтрубного пространства заполнение теплообменников водой производится только после охлаждения трубных решеток.

10.2. Сушильные установки

Технические требования

10.2.1. Камеры сушильных установок выполняются герметичными. Двери камер должны иметь рычажные, клиновые, винтовые или другие устройства, плотно закрывающие их.

10.2.2. Если в конвейерных сушилках по условиям эксплуатации не могут быть устроены двери или конструкция сушилки не обеспечивает зону с нулевым давлением, у входа и выхода сушилки необходимо устраивать тепловые (воздушные) завесы.

10.2.3. Сушильные установки оборудуются тепловой изоляцией, обеспечивающей экономически целесообразные потери теплоты.

При установке сушилок на открытом воздухе теплоизоляция предусматривается влагостойкой с гидроизоляционным покрытием.

10.2.4. В сушильных установках, в которых происходит пропаривание материала или изделий, ограждающие конструкции покрываются слоем гидроизоляции.

10.2.5. В сушилках с принудительной циркуляцией воздуха устанавливаются ребристые или гладкотрубные подогреватели или пластинчатые калориферы. Для лучшего обеспечения стока конденсата пластинчатые калориферы устанавливаются вертикально. Ребристые калориферы, в которых в качестве теплоносителя используется пар, устанавливаются вертикально для лучшего обеспечения стока конденсата.

10.2.6. Для обеспечения равномерного распределения воздуха в сушильной камере устанавливаются направляющие экраны, решетки и другие устройства. Для рационального использования теплоты сушка материалов в камерных сушилках производится с полными габаритами штабеля по высоте.

10.2.7. При сушке порошкообразных или дробленых материалов удаляемый из сушилки воздух очищается путем устройства пылеосадочных камер, сухих или мокрых циклонов, мультициклонов, матерчатых фильтров или электрофильтров. В этих сушилках применяется рециркуляция воздуха.

Кратность рециркуляции воздуха определяется расчетным путем с учетом режима сушки, противопожарных норм, концентрации взрывоопасных паров и пыли, выделяемых при сушке, и указана в инструкции по эксплуатации.

Эксплуатация

10.2.8. Рабочие места технологического персонала, обслуживающего сушильную установку, обеспечиваются режимными картами. При эксплуатации сушилки должен вестись контроль за параметрами теплоносителя, регламентируемыми температурами по зонам, за качеством высушиваемого материала с регистрацией показателей в оперативном журнале.

10.2.9. Режим работы сушильных установок и характеристики работы основного и вспомогательного оборудования определяются энергетическими испытаниями, которые производятся:

после капитальных ремонтов сушилок;

после внесения конструктивных изменений или внедрения рационализаторских предложений;

для устранения неравномерности сушки, связанной с выходом бракованной продукции.

10.2.10. При испытаниях сушилки определяются часовой расход и параметры греющего теплоносителя, температура и влажность сушильного воздуха в разных точках камеры, коэффициент тепло-

передачи нагревательных поверхностей, подача вентиляторов и частота вращения электродвигателей (в сушилках с принудительной циркуляцией воздуха).

10.2.11. Заводская или цеховая лаборатория обеспечивается электросушильным шкафом, аналитическими и техническими весами для определения влажности образцов высушиваемого материала и не менее чем двумя эксикаторами.

10.3. Выпарные установки

Технические требования

10.3.1. Для подогрева раствора, поступающего в выпарную установку, до температуры, близкой к температуре кипения, необходимо устанавливать перед установкой подогреватели, обогреваемые конденсатом или соковым паром из выпарной установки.

10.3.2. Коммуникации подогревателей оборудуются запорными устройствами для отключения и обводными линиями, а также линиями для возврата подогретого раствора в промежуточный бак (для циркуляции раствора через подогреватели) в периоды, когда первый корпус не может непрерывно принимать подогретый раствор.

10.3.3. Для контроля за качеством конденсата на конденсатопроводах установок должны быть смонтированы пробоотборники.

В зависимости от качества конденсата (по химическому составу и наличию примесей) он может собираться от всех выпарных аппаратов вместе или раздельно.

10.3.4. Для обеспечения наблюдений за уровнем раствора в выпарных аппаратах предусматриваются смотровые стекла.

10.3.5. Выпарные установки оснащаются следующими контрольно-измерительными и регулирующими приборами:

автоматическими регуляторами давления пара, поступающего в первый корпус;

регистрирующим манометром на линии подачи пара в цех;

манометрами, вакуумметрами на греющих камерах и в паровом пространстве первого и последующих корпусов;

автоматическими регуляторами уровня раствора;

показывающими и сигнализирующими вакуумметрами на трубопроводах, идущих от барометрических или поверхностных конденсаторов;

приборами для измерения температуры: на входе и выходе греющей среды, на входе и выходе раствора каждого выпарного аппарата; на входе и выходе греющей и нагреваемой сред подогревателей;

на входе и выходе охлаждающей воды конденсаторов; на входе пара в конденсатор; на выходе конденсата из поверхностного конденсатора;

расходомерами-счетчиками для учета охлаждающей воды, поступающей на выпарную установку;

расходомерами-счетчиками для учета теплоносителя, поступающего на выпарную установку;

расходомером-счетчиком для учета раствора, поступающего на выпарку;

концентратомерами после каждого выпарного аппарата.

10.3.6. Схема трубопроводов выпарной установки должна исключать возможность смешения потоков греющего первичного и вторичного пара, а также потоков их конденсата.

Эксплуатация

10.3.7. Для обеспечения нормального режима работы выпарной установки необходимо:

следить за подачей греющего пара в первый корпус и не допускать падения или повышения давления его в значительных пределах (допустимы колебания в пределах 0,01 МПа (0,1 кгс/см^2);

поддерживать предусмотренное режимной картой распределение температур и давлений по корпусам выпарной установки;

следить за непрерывностью отвода конденсата из греющих камер выпарных аппаратов, а также систематически проверять качество конденсата;

обеспечивать систематическое питание выпарных аппаратов раствором, подогретым до температуры, близкой к температуре кипения;

следить за перепуском раствора из корпуса в корпус и систематически выводить из последнего корпуса готовый продукт, поддерживая установленный уровень раствора в аппаратах и не допуская оголения греющих камер;

обеспечивать минимальные потери раствора, концентратов и теплоносителей;

поддерживать разрежение в выпарных аппаратах, работающих под разрежением, на уровне, предусмотренном режимной картой, в случаях падения вакуума немедленно выявлять причины и устранять их;

строго соблюдать предусмотренный график и порядок промывки выпарных аппаратов, а при необходимости проводить внеочередные промывки выпарных аппаратов и их очистку;

обеспечивать непрерывную и исправную работу автоматических, контрольно-измерительных и регулирующих приборов, арматуры, а также вспомогательного оборудования выпарной установки.

10.4. Ректификационные установки

Технические требования

10.4.1. Ректификационные установки оборудуются теплообменниками (нагревательными устройствами) для подогрева поступающих в колонку жидкостей.

Длина витков змеевиковых подогревателей предусматривается минимальной для облегчения отвода конденсата.

10.4.2. Ректификационные установки должны быть оборудованы аппаратами для конденсации выделяющихся паров (конденсаторами, дефлегматорами). Конденсаторы ректификационных установок предусматриваются многоходовыми.

10.4.3. Ректификационные установки оснащаются:

узлами учета тепловой энергии и теплоносителя;

регистрирующими расходомерами охлаждающей воды, перегоняемой смеси и выделенных в результате перегонки компонентов;

регистрирующими термометрами температуры охлаждающей воды на входе и выходе, температуры перегоняемой смеси на входе;

регистрирующими манометрами, вакуумметрами и термометрами для контроля за режимом работы ректификационной установки;

регистрирующими термометрами, установленными в контрольном фонаре, для измерения температуры перегоняемой смеси;

автоматическими регуляторами давления пара, поступающего на ректификационную установку;

приборами дистанционного измерения температуры и давления теплоносителя;

пробоотборниками с холодильниками на конденсатопроводах;

каплеуловителем для задерживания капель дистиллята, содержащихся в паре.

10.4.4. Ректификационные установки, работающие под разрежением, кроме приборов, указанных в п. 10.4.3 настоящих Правил, оборудуются:

регулятором вакуума для предохранения системы от значительных его колебаний;

промежуточным цилиндром для предохранения вакуум-насоса от попадания в него жидкости.

Эксплуатация

10.4.5. Для создания нормального режима ректификационной установки необходимо:

обеспечить контроль за работой паровых регуляторов и следить, чтобы колебание давления греющего пара было в пределах 0,02–0,03 МПа (0,2–0,3 кгс/см^2);

следить за поступлением охлаждающей воды в холодильники-конденсаторы, дефлегматоры и ее температурой, не допуская возможности попадания в нее продуктов перегонки;

поддерживать установленное технологическим режимом распределение температур и давлений в ректификационной установке;

отбирать готовые продукты из ректификационной установки в соответствии с технологическим режимом;

обеспечивать отвод конденсата из греющего пространства ректификационной установки, систематически проверять качество конденсата (химическим анализом);

следить за герметичностью аппаратуры и арматуры ректификационной установки, не допускать потерь перегоняемой смеси и продуктов перегонки через неплотности арматуры, соединений и т. п.;

установить контроль за температурой и качеством отходящей воды из греющих камер, поверхностных конденсаторов и др. для предупреждения возможности попадания в них продуктов перегонки;

установить контроль за состоянием и работой автоматических регулирующих приборов, арматуры, контрольно-измерительных приборов и вспомогательного оборудования.

10.4.6. При использовании в ректификационных установках пара разных параметров (острый пар, отборный пар и др.) не допускается отвод конденсата пара разных параметров на общий конденсатоотводчик.

Конденсат пара разных параметров в зависимости от его качества и возможности использования необходимо направлять в общие или отдельные сборные баки конденсата.

10.5. Установки для термовлажностной обработки железобетонных изделий

Технические требования

10.5.1. Стены установок выполняются из нетеплоемкого и малотеплопроводного материала. Выбор материала и толщина стен обосновываются теплотехническими расчетами.

10.5.2. Бетонный пол установок гидроизолируется на утепленном слое, а для стока конденсата в канализацию через гидрозатвор выполняется уклон не менее 0,005.

10.5.3. Крышки пропарочных камер должны иметь металлический каркас и теплоизоляционный слой, защищенный с двух сторон метал-

лическими листами толщиной 3–4 мм. Крышки должны воспринимать статические и динамические нагрузки. Верхняя обшивка крышек камер, эксплуатируемых на полигоне, выполняется водонепроницаемой.

Крышки пропарочных камер должны обеспечивать их полную герметизацию путем использования гидравлического затвора или другого устройства специальной конструкции.

Засыпка гидрозатвора песком или опилками не допускается.

10.5.4. Пар в установки подается через перфорированные трубы с отверстиями диаметром не менее 5 мм, расположенные в нишах у пола камеры по ее периметру. Перфорированные трубы укладываются с наклоном и дренажом в нижних точках для стока конденсата.

Возможно устройство вертикальных перфорированных стояков, вваренных в кольцевой коллектор. Отверстия в перфорированных вертикальных стояках располагаются таким образом, чтобы вытекающие из них струи создавали замкнутое движение паровоздушной среды, обеспечивающее выравнивание температуры в разных зонах камеры.

10.5.5. В установках тепловой обработки железобетонных изделий в щелевых камерах непрерывного действия необходимо выполнить следующие требования:

паропроводы и конденсатопроводы, запорная и регулирующая арматура, а также датчики автоматизированной системы управления располагаются в проходных туннелях вдоль камер. Проходные туннели для обслуживания камер оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией и стационарной сетью электрического освещения;

камеры на входе и выходе оборудуются дверями с механическим приводом или шторами из теплостойкой резиновой ленты. Двери камер при загрузке и выгрузке открываются и закрываются поочередно;

между зоной активной обработки и зоной охлаждения устанавливаются четырехрядные шторы из теплостойкой резиновой ленты;

нагрев и обработка изделий в зоне активной тепловой обработки осуществляются горячим воздухом, подогретым паровыми стальными регистрами. Регистры устанавливаются на полу и под потолком и объединяются в группы соответственно количеству поддонов, на которых стоят детали. Циркуляция воздуха в камере осуществляется вентиляторами.

10.5.6. Установки, работающие под избыточным давлением до 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2), и автоклавы оборудуются:

расходомерами пара;

регулятором давления и предохранительными клапанами пружинного или рычажного типа;

термометрами, установленными в нижней и верхней зонах, для измерения температуры внутри автоклава;

манометрами (рабочим и контрольным);

конденсатоотводчиками;

предохранительными блокировочными устройствами, исключающими пуск пара в автоклав при неполном закрытии крышек и их открытие при оставшемся давлении в автоклаве;

световой сигнализацией плотного закрытия крышек автоклава;

контрольной трубкой с вентилем для проверки наличия в автоклаве избыточного давления.

10.5.7. Установки с рабочим давлением свыше 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2) должны соответствовать требованиям, установленным Госгортехнадзором России.

Эксплуатация

10.5.8. Для обеспечения нормального режима работы автоклава необходимо:

разогревать и охлаждать автоклав со скоростью не более 5 град/мин;

поддерживать установленное режимной картой распределение температур в установке;

предусматривать использование теплоты отработанного пара в теплообменниках после окончания технологического процесса;

открывать крышки только после полного сброса давления.

10.5.9. В целях увеличения производительности установок и сокращения расходов тепловой энергии необходимо принимать меры к сокращению времени загрузки и выгрузки, добиваться предельной интенсификации теплообмена с сохранением высокого качества изделий, подбирать наивыгоднейшие формы изделий и составы бетонной смеси. Коэффициент (степень) заполнения камер изделиями должен быть максимальным. На изготовление каждого вида изделий должны быть разработаны технологические карты.

Укладка изделий должна обеспечивать равномерный быстрый прогрев и хорошее омывание всех поверхностей теплоносителем. Расстояние от пола установки до низа изделий должно быть не менее 150 мм и выдерживаться с помощью прокладок.

Между изделиями с помощью прокладок обеспечивается расстояние не менее 30 мм, а между крышкой и изделиями – не менее 50 мм. Если в установке укладывается несколько изделий, то между штабелями расстояние устанавливается не больше 100 мм.

10.5.10. Режим термовлажностной обработки в установках циклического действия должен быть полностью автоматизирован. Контроль за режимом термовлажностной обработки в установках непрерывного и циклического действия ведется круглосуточно.

10.6. Паровые молоты

Технические требования

10.6.1. Для отключения пара во время коротких остановок молота устанавливаются поворотные плоские шиберы.

10.6.2. На паропроводах отработанного пара, идущих к водоподогревателям, предусматриваются устройства (выхлопные трубы) для поддержания заданного противодавления у паровых машин (молотов, прессов и т. п.), а также люки для очистки паропроводов.

Эксплуатация

10.6.3. Паровой молот, находящийся в эксплуатации, должен удовлетворять следующим основным условиям:

из цилиндра не должен выделяться пар;

нижняя полость цилиндра должна быть дренирована посредством пароспускной трубки, оборудованной конденсатоотводчиком;

парозапорная арматура должна быть плотной и не допускать пропусков пара в закрытом положении;

зазоры между поршнем и цилиндром, поршневыми кольцами и стенками ручьев поршня, золотником и золотниковой втулкой, дросселем и втулкой должны соответствовать величинам, указанным в инструкции по сборке и ремонту;

из выхлопной трубы не должно быть парения при открытом парозапорном вентиле и перекрытом золотнике;

сальник должен быть плотно набит просаленной и прографиченной набивкой, нормально затянут и не должен парить;

движение педали и рукояток управления должно совершаться без чрезмерного усилия со стороны рабочего;

молот должен обеспечивать удары нормальной силы при заданном давлении пара;

все части молота должны быть собраны без перекосов и слабины в креплениях;

приборы для смазки должны действовать исправно;

устройство для отвода конденсата и предохранительные приспособления должны находиться в исправном состоянии;

отметки, фиксирующие крайние допустимые положения бабы, указатели при рукоятках, соответствующие крайним положениям золотника, должны быть выверены и четко обозначены.

10.6.4. На каждом предприятии устанавливается и утверждается техническим руководителем организации экономически целесообразная схема использования отработанного пара от молотов.

Работа парового молота на выхлоп не допускается.

В каждом цехе организовывается учет числа часов работы каждого молота, веса поковок по каждому молоту за месяц и за смену, а также определен общий расход пара молотами.

Испытание молотов для определенных часовых и удельных расходов пара и величин утечек производится периодически, но не реже 1 раза в 3 года.

Наружные осмотры и опробование парораспределительного механизма должны производиться при каждой приемке и сдаче смены работающим на молоте персоналом и дополнительно не менее 1 раза в смену дежурным рабочим.

Систематически предусматривается механическая очистка отработанного пара от масла до 10 мг/кг, обеспечивающая надежную работу теплоиспользующего оборудования.

10.6.5. Внутренний осмотр и частичная проверка золотников, парораспределительных клапанов, дросселей, задвижек и уплотнительных колец поршня производятся не реже 1 раза в месяц.

10.6.6. Смазка внутренней части цилиндра путем заливки в цилиндр масла через отверстие в крышке не допускается.

Смазочные материалы, употребляемые для паровых молотов, применяются только кондиционные, предусмотренные стандартами и техническими условиями.

Система смазки молота осматривается, очищается и продувается не реже 1 раза в неделю.

10.7. Паровые насосы

Технические требования

10.7.1. Насосы оборудуются:

вентилями на всасывающем и нагнетательном трубопроводах, трубопроводе отработавшего пара;

продувными вентилями паровых цилиндров;

манометрами на нагнетательных трубопроводах;

мановакуумметрами на всасывающих трубопроводах.

Эксплуатация

10.7.2. При эксплуатации паровых насосов обеспечивается:

надежность, экономичность работы насосов;

регулирование подачи и давления воды на выходе из насоса в пределах от 25 до 110 % номинальной величины.

Октавные уровни звуковой мощности, вибрации не должны превышать допустимых значений.

10.7.3. Для получения подачи, значительно большей номинальной, допускается присоединять к одному нагнетательному трубопроводу параллельно несколько насосов.

10.7.4. Допускается кратковременная (не более 1 ч в сутки) работа насосов при повышенном рабочем давлении, не превышающем 130 % номинальной величины.

10.7.5. Перекачиваемые жидкости не должны содержать механических примесей более 0,2 % по массе и размером более 0,2 мм.

10.7.6. В процессе эксплуатации паровых насосов необходимо:

не допускать утечек воды, пара через сальниковые уплотнения;

следить за ритмичной работой насосов, не допуская ударов поршней в крышку или корпус сальника парового цилиндра, своевременно регулируя парораспределение. При резких стуках насос следует остановить для выявления неисправности;

заполнять при наличии масленок маслом через каждые 4 ч работы насоса;

вводить в цилиндры дополнительное количество масла перед остановкой насоса на срок более суток;

производить консервацию насоса при остановке на длительный период;

сливать воду из гидравлических цилиндров, если температура в помещении может быть ниже 0 °С;

открывать продувные вентили для удаления конденсата из паровых цилиндров, осматривать контрольно-измерительные приборы, проверять затяжку гаек на наружных деталях насоса, проверять наличие смазки на наружных поверхностях трения – ежедневно.

10.7.7. Через каждые 1000–1500 ч работы насоса:

производить контрольную разборку с проверкой состояния поршней, золотников и клапанов;

заменять сальниковую набивку;

проверять плотность арматуры при давлении, на 50 % превышающем рабочее.

Через каждые 4000–5000 ч работы насоса или ежегодно производить полную разборку насоса с выявлением и устранением дефектов.

10.7.8. Смазка паровой части насосов, в которых установлены паровые масленки, должна осуществляться маслами в соответствии с требованиями завода-изготовителя.

11. ПОДГОТОВКА К ОТОПИТЕЛЬНОМУ ПЕРИОДУ

11.1. При подготовке к отопительному периоду для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей необходимо выполнить в установленные сроки комплекс мероприятий, основными из которых являются:

устранение выявленных нарушений в тепловых и гидравлических режимах работы тепловых энергоустановок;

испытания оборудования источников теплоты, тепловых сетей, тепловых пунктов и систем теплопотребления на плотность и прочность;

шурфовки тепловых сетей, вырезки из трубопроводов для определения коррозионного износа металла труб;

промывка оборудования и коммуникаций источников теплоты, трубопроводов тепловых сетей, тепловых пунктов и систем теплопотребления;

испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери, максимальную температуру теплоносителя в соответствии со сроками, определенными настоящими Правилами;

разработка эксплуатационных режимов систем теплоснабжения, а также мероприятий по их внедрению.

11.2. При подготовке к предстоящему отопительному периоду выявляются дефекты в работе оборудования и отклонения от гидравлического и теплового режимов, составляются планы работ, подготавливаются необходимая техническая документация и материально-технические ресурсы.

Графики подготовки к предстоящему отопительному периоду источников теплоты, тепловых сетей и систем теплопотребления разрабатываются до окончания текущего отопительного периода, но не позднее мая текущего года.

11.3. Для обеспечения надежной и безопасной работы систем теплоснабжения, своевременного устранения аварий и недопущения их развития в организациях проводятся тренировки по взаимодействию персонала при ликвидации аварийных ситуаций, разработаны организационно-технические мероприятия (инструкции).

11.4. До начала отопительного периода теплоснабжающие организации разрабатывают и утверждают в органах местного самоуп-

равления графики ограничений отпуска тепловой энергии и теплоносителя в случае принятия неотложных мер по предотвращению или ликвидации аварий в системе теплоснабжения.

11.5. Для проверки готовности к отопительному периоду при приемке тепловых пунктов проверяется и оформляется актами:

выполнение плана ремонтных работ и качество их выполнения;

состояние теплопроводов тепловой сети, принадлежащих потребителю тепловой энергии;

состояние утепления зданий (чердаки, лестничные клетки, подвалы, двери и т. п.) и центральных тепловых пунктов, а также индивидуальных тепловых пунктов;

состояние трубопроводов, арматуры и тепловой изоляции в пределах тепловых пунктов;

наличие и состояние контрольно-измерительных приборов и автоматических регуляторов;

работоспособность защиты систем теплопотребления;

наличие паспортов тепловых энергоустановок, принципиальных схем и инструкций для обслуживающего персонала и соответствие их действительности;

отсутствие прямых соединений оборудования тепловых пунктов с водопроводом и канализацией;

плотность оборудования тепловых пунктов;

наличие пломб на расчетных шайбах и соплах элеваторов.

11.6. Для проверки готовности систем отопления и системы теплоснабжения в целом к работе в отопительном периоде перед его началом проводятся пробные топки. Пробные топки проводятся после окончания работ по подготовке системы теплоснабжения к осенне-зимнему периоду. Начало и продолжительность пробных топок определяются графиком теплоснабжающей организации, который следует согласовывать с органом местного самоуправления и доводить до сведения потребителей не позднее, чем за трое суток до начала пробной топки.

11.7. Отопительный период начинается, если в течение пяти суток средняя суточная температура наружного воздуха составляет +8 °С и ниже, и заканчивается, если в течение пяти суток средняя суточная температура наружного воздуха составляет +8 °С и выше. Включение и отключение систем теплопотребления осуществляются по графику, согласованному с энергоснабжающей организацией.

11.8. По окончании отопительного сезона или при останове водогрейные котлы и вспомогательное оборудование котельной консервируются. Способы консервации выбираются специализированной наладочной организацией, исходя из местных условий, на основе рекомендаций действующих методических указаний по консервации

теплоэнергетического оборудования и вносятся в инструкцию по консервации, утверждаемую техническим руководителем организации. При пуске водогрейных котлов в эксплуатацию, а также перед началом отопительного сезона тепловые сети и внутренние системы теплопотребления предварительно промываются.

11.9. Энергоснабжающие организации, имеющие источники теплоты, своевременно обеспечивают создание нормативных запасов топлива.

12. ВОДОПОДГОТОВКА И ВОДНО-ХИМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ТЕПЛОВЫХ ЭНЕРГОУСТАНОВОК И СЕТЕЙ

12.1. Организовать водно-химический режим с целью обеспечения надежной работы тепловых энергоустановок, трубопроводов и другого оборудования без повреждения и снижения экономичности, вызванных коррозией металла. Не допускать образование накипи, отложений и шлама на теплопередающих поверхностях оборудования и трубопроводах в котельных, систем теплоснабжения и теплопотребления.

12.2. Организацию водно-химического режима работы оборудования и его контроль осуществляет подготовленный персонал химической лаборатории или структурного подразделения организации. Организация имеет право привлекать для контроля за водно-химическим режимом другие специализированные организации.

12.3. Периодичность химического контроля водно-химического режима оборудования устанавливается специализированной наладочной организацией с учетом качества исходной воды и состояния действующего оборудования.

Периодичность контроля качества исходной, подпиточной и сетевой воды, а также воды в точках распределительной сети источников теплоты и тепловых сетей с открытой системой теплоснабжения определяется в соответствии с требованиями санитарных норм и правил. На основании периодичности составляется график химконтроля за водно-химическим режимом.

12.4. Выбор способов деаэрации питательной воды паровых котлов и подпиточной воды тепловой сети, способов подготовки воды для подпитки котлов и подпитки систем теплоснабжения, разработка технологий водоподготовки должны производиться специализированной (проектной, наладочной) организацией с учетом качества исходной (сырой) воды, назначения котельной, санитарных требований к теплоносителю, требований, определяемых конструкцией теплопотребляющего оборудования, условий безопасной эксплуатации, технико-экономических показателей и в соответствии с требованиями заводов-изготовителей.

Внутрикотловой водно-химический режим и его коррекция определяются специализированной наладочной организацией на основании теплотехнических испытаний.

Эксплуатация котлов без докотловой или внутрикотловой обработки воды не допускается.

Любые изменения проектных схем и конструкций оборудования, которые могут влиять на работу водоподготовительных установок, а также на водно-химический режим котельной, согласовываются со специализированной (проектной, наладочной) организацией.

12.5. Оборудование, трубопроводы и арматура водоподготовительных установок и установок очистки конденсата, а также строительных конструкций, поверхности которых соприкасаются с коррозионно-активной средой, защищаются специальным антикоррозионным покрытием или изготавливаются из коррозионно-стойких материалов.

12.6. Котельные принимаются в эксплуатацию только при исправном оборудовании водоподготовительной установки, включая деаэратор, при полной загрузке фильтров и оснащении их контрольно-измерительными приборами. Состав водоподготовительной установки и способ деаэрации (вакуумный, атмосферный деаэратор) определяются технико-экономическим обоснованием при проектировании.

12.7. На всех контролируемых участках пароводяного тракта устанавливаются отборники проб воды и пара с холодильниками для охлаждения проб до 20–40 °С. Пробоотборные линии и поверхности охлаждения холодильников выполняются из нержавеющей стали.

12.8. До ввода тепловых энергоустановок в эксплуатацию следует:

наладить работу водоподготовки и системы деаэрации с привлечением специализированной организации, провести испытание на прочность и плотность деаэратора и аппаратов водоподготовки питательной и подпиточной воды. При отсутствии в паровой котельной пара для работы деаэратора до пуска котла необходимо выполнить только испытание на прочность и плотность деаэратора и осуществить наладку гидравлической части аппарата;

подвергнуть котел реагентной или водной промывке с привлечением специализированной организации (способ промывки котла в зависимости от местных условий определяет наладочная организация). В случае необходимости до подключения котла подвергаются промывке аппараты и трассы тепловодоснабжения, к которым подключается водогрейный котел.

Котел может быть включен в работу только после завершения его промывки, когда жесткость и содержание растворенного кислорода в воде перед котлом будут соответствовать требованиям настоящих Правил; концентрация соединений железа при этом не должна превышать предельные показатели более чем на 50 %.

12.9. Для тепловых энергоустановок с учетом требований предприятий-изготовителей, настоящих Правил и других нормативно-технических документов разрабатываются инструкция по ведению водно-химического режима и инструкция по эксплуатации установки (установок) для докотловой обработки воды с режимными картами, в которых должны быть указаны:

назначение инструкции и перечень должностей, для которых знание инструкции обязательно;

перечень использованных при составлении инструкции документов;

технические данные и краткое описание основных узлов, а также основного и вспомогательного оборудования, в том числе котлов, деаэрационной установки, установок для коррекционной обработки, установок для консервации и химической очистки оборудования, установок для водоподготовки со складским хозяйством;

перечень и схема точек отбора проб воды, пара и конденсата для ручного и автоматического химического контроля;

нормы качества добавочной, питательной и котловой воды, пара и конденсата;

нормы качества подпиточной и сетевой воды в тепловых сетях;

график, объемы и методы химического контроля, методики проведения химических анализов со ссылкой на нормативную документацию;

перечень и краткое описание систем автоматики, измерений и сигнализации установок для докотловой обработки воды и используемых в организации контроля за водно-химическим режимом;

порядок выполнения операций по подготовке и пуску оборудования и включению его в работу в периоды нормальной эксплуатации, после останова оборудования, а также после монтажа или ремонта установок (проверка окончания работ на оборудовании, осмотр оборудования, проверка готовности к пуску, подготовка к пуску, пуск оборудования из различных тепловых состояний);

порядок выполнения операций по обслуживанию оборудования во время нормальной эксплуатации;

порядок выполнения операций по контролю за режимом деаэрации, режимом коррекционной обработки воды при пуске, нормальной эксплуатации и остановке котла;

порядок выполнения операций при остановке оборудования (в резерв, для ремонта, аварийно) и мероприятий, проводимых во время остановки (отмывка, консервация, оценка состояния оборудования для выявления необходимости очисток, принятие мер против коррозионных повреждений, ремонт и т. п.);

случаи, в которых не допускается пуск оборудования и выполнение отдельных операций при его работе;

перечень возможных неисправностей и мер по их ликвидации;

основные правила техники безопасности при обслуживании основного и вспомогательного оборудования и при работе в химической лаборатории;

схема водоподготовительных установок и установок для коррекционной обработки;

перечень и нормы расхода реагентов, необходимых для эксплуатации водоподготовительных установок и коррекционной обработки, а также реактивов, предназначенных для аналитических определений.

12.10. Инструкции и режимные карты утверждаются техническим руководителем организации и находятся на рабочих местах персонала.

12.11. Периодически, не реже 1 раза в 3 года, с привлечением специализированной организации, производить ревизию водоподготовительного оборудования и его наладку, теплохимические испытания паровых и водогрейных котлов и наладку их водно-химических режимов, по результатам которых следует вносить необходимые корректировки в инструкцию по ведению водно-химического режима, а также в инструкцию по эксплуатации установок для докотловой обработки воды и в режимные карты водно-химического режима. В режимные карты и инструкции по ведению водно-химического режима и эксплуатации установок докотловой обработки воды при этом вносятся изменения, а сами они переутверждаются.

До указанного срока режимные карты следует пересматривать в случаях повреждения котлов по причинам, связанным с их водно-химическим режимом, а также при реконструкции котлов, изменении вида топлива или основных параметров (давление, производительность, температура перегретого пара), водно-химического режима и водоподготовительной установки, при изменении требований к качеству исходной и обработанной воды.

12.12. В котельных организовывается ежегодный внутренний осмотр основного оборудования (барабаны и коллекторы котлов) и вспомогательного оборудования водоподготовительных установок (фильтров, складов мокрого хранения реагентов, оборудования для коррекционной обработки и т. д.) с составлением актов, утверждаемых техническим руководителем.

Внутренние осмотры оборудования, отбор проб отложений, вырезку образцов труб, составление актов осмотров, 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), а при отсутствии такового с привлечением по договору представителей наладочных организаций.

12.13. В дополнение к внутреннему осмотру оборудования организовываются вырезки образцов наиболее теплонапряженных труб котлов, а также отбор проб отложений и шлама из подогревателей, трубопроводов и другого оборудования.

Периодичность вырезок образцов труб котельного оборудования устанавливает специализированная наладочная организация при наладке водно-химических режимов оборудования с учетом графиков проведения капитальных ремонтов оборудования с внесением этой величины в инструкции по ведению водно-химического режима, но не реже, чем через:

15 000 ч эксплуатации котлов, работающих на жидком и газообразном топливе или на их смеси;

18 000 ч эксплуатации котлов, работающих на твердом топливе или смеси твердого и газообразного топлива.

12.14. Периодичность чистки паровых и водогрейных котлов и водогрейного оборудования устанавливается такой, чтобы удельная загрязненность отложениями на наиболее теплонапряженных участках поверхностей нагрева котла к моменту его остановки на чистку не превышала:

для паровых котлов – 500 г/м^2 при работе на газообразном и твердом топливе, 300 г/м^2 при работе на жидком топливе;

для водогрейных котлов – 1000 г/м^2.

Для сетевых подогревателей очистку следует проводить при превышении температурного напора выше установленных норм или увеличении гидравлического сопротивления более чем в 1,5 раза по сравнению с проектными данными.

Способ проведения очистки оборудования, а также необходимость принятия других мер, препятствующих коррозии и образованию отложений, определяются специализированной наладочной организацией в зависимости от количества и химического состава отложения, а также на основании данных внутреннего осмотра оборудования.

Для оценки эффективности проведенной химической очистки оборудования контрольные образцы труб вырезают до и после очистки.

12.15. Качество котловой воды и добавочной воды для подпитки паровых котлов, а также качество составляющих питательной воды (конденсат регенеративных, сетевых и других подогревателей, вод дренажных баков, баков нижних точек, баков запаса конденсата и других потоков) устанавливается в режимных картах по ведению водно-химического режима тепловых энергоустановок по результатам теплохимических испытаний и наладки оборудования. Качество указанных вод должно быть таким, что-

бы обеспечивалось соблюдение норм качества питательной воды. При загрязненности составляющих питательной воды, вызывающей нарушение норм, они до возвращения в цикл подвергаются очистке или сбрасываются.

Качество насыщенного пара паровых котлов устанавливается в режимных картах водно-химического режима по результатам теплохимических испытаний.

12.16. Непосредственная присадка гидразина и других токсичных веществ в подпиточную воду тепловых сетей и сетевую воду не допускается.

Реагенты, используемые в процессе водоподготовки и для коррекционной обработки подпиточной и сетевой воды, проходят гигиеническую оценку в установленном порядке для применения в практике горячего водоснабжения. Остаточное содержание (концентрации) веществ в воде не должно превышать гигиенических нормативов.

12.17. Каждый случай подачи необработанной воды для подпитки тепловой сети отмечается в оперативном журнале с указанием количества поданной воды и источника водоснабжения. Контроль качества сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах каждого вывода осуществляется с помощью специальных пробоотборников.

12.18. В котельной необходимо вести журнал (ведомость) по водоподготовке и водно-химическому режиму котлов для записей результатов анализов воды, пара, конденсата, реагентов, о продувках котлов и операциях по обслуживанию оборудования водоподготовки в соответствии с утвержденной режимной картой и периодичностью химического контроля. При каждой остановке котла для чистки внутренних поверхностей его элементов в журнале по водоподготовке производится описание физико-механических свойств и толщины отложений, накипи и шлама.

12.19. На резервных линиях сырой воды, присоединенных к линиям умягченной воды или конденсата, а также к питательным бакам, устанавливают два запорных органа и контрольный кран между ними. Запорные органы должны находиться в закрытом положении и быть опломбированы, контрольный кран открыт.

12.20. Подпитка сырой водой котлов, оборудованных устройствами для докотловой обработки воды, не допускается. О каждом случае питания котла сырой водой заносят запись в журнал по водоподготовке с указанием количества поданной воды, длительности подпитки и качества подаваемой воды в этот период.

12.21. Для газотрубных и водотрубных котлов абсолютным давлением до 1,4 МПа (14 кгс/см^2) включительно, оборудованных прямыми

трубами и работающих на твердом топливе, а также для котлов с надстроенным бойлером, допускается замена докотловой обработки воды другими способами при условии выполнения требований, установленных Госгортехнадзором России.

12.22. Показатели качества воды, пара и конденсата для тепловых энергоустановок устанавливаются требованиями изготовителя оборудования тепловых энергоустановок. При отсутствии указанных требований по качеству следует руководствоваться государственными стандартами.

13. ТРЕБОВАНИЯ К МЕТАЛЛУ И ДРУГИМ КОНСТРУКЦИОННЫМ МАТЕРИАЛАМ, КОНТРОЛЬ ЗА ИХ СОСТОЯНИЕМ

13.1. Для обеспечения безопасной работы тепловых энергоустановок и предотвращения повреждений, которые могут быть вызваны дефектами изготовления деталей, а также развитием процессов эрозии, коррозии, снижением прочностных и пластических характеристик при эксплуатации, должен быть организован контроль за состоянием основного и наплавленного металла.

13.2. Контроль за металлом проводится по планам, утвержденным техническим руководителем, в сроки и объемах, предусмотренных нормативно-техническими документами, как правило, неразрушающими методами контроля.

В нормативно-технических документах содержатся требования по входному контролю и контролю за металлом в пределах нормативного ресурса. Техническое диагностирование оборудования, отработавшего расчетный ресурс, проводится специализированными организациями в целях определения дополнительного срока службы и разработки мероприятий, обеспечивающих надежную работу.

13.3. В организации проводится сбор и анализ информации результатов контроля и повреждений металла для разработки мероприятий по повышению надежности работы тепловых энергоустановок. При необходимости выполняется дополнительный контроль за металлом сверх предусмотренного нормативно-техническими документами.

Технические документы, в которых регистрируются результаты контроля, хранятся до списания оборудования.

13.4. Входной контроль проводится 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 требованиям технических условий.

13.5. Входному контролю подлежит металл вновь вводимых тепловых энергоустановок, а также вновь устанавливаемых при ремонте эксплуатируемого оборудования узлов и деталей. Методы и объемы

входного контроля за металлом определяются нормативно-техническими документами.

13.6. Эксплуатационный контроль организовывается для оценки изменения состояния металла элементов тепловых энергоустановок и определения его пригодности к дальнейшей эксплуатации в пределах расчетного срока службы. При техническом диагностировании оценка фактического состояния металла производится неразрушающими методами контроля или по вырезкам образцов.

14. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ МАСЛА

14.1. При эксплуатации масел обеспечиваются: надежная работа технологических систем маслонаполненного оборудования; сохранение эксплуатационных свойств масел; сбор отработанных масел.

14.2. Все энергетические масла (турбинные, компрессорные, индустриальные и др.), принимаемые в организациях от поставщиков, должны иметь сертификаты качества или паспорта и подвергаться лабораторному анализу в целях определения их соответствия требованиям госстандарта или техническим условиям.

14.3. Эксплуатационные масла должны удовлетворять требованиям технической документации заводов-изготовителей оборудования и технических условий.

14.4. В процессе хранения и эксплуатации масло периодически подвергается визуальному контролю и анализу.

Визуальный контроль масла заключается в проверке его по внешнему виду на содержание воды, шлама и механических примесей для решения о необходимости его очистки.

При обнаружении в масле шлама или механических примесей во время визуального контроля проводится внеочередной сокращенный анализ.

14.5. Для вспомогательного оборудования и механизмов в организациях устанавливаются нормы расхода, периодичность контроля качества и смены смазочных материалов. Марка смазочного материала, используемого для этих целей, должна соответствовать требованиям заводских инструкций по эксплуатации к ассортименту смазок, допущенных к применению на данном оборудовании. Возможность замены смазочных материалов согласовывается с предприятием-изготовителем оборудования.

В системах смазки вспомогательного оборудования с принудительной циркуляцией масло подвергается визуальному контролю на содержание механических примесей, шлама и воды не реже 1 раза в месяц. При обнаружении загрязнения масло очищается или заменяется.

14.6. В химической лаборатории на индустриальные масла, залитые в оборудование, заводится журнал, в который вносятся: номер государственного стандарта или технических условий, сведения о количестве и качестве долитого масла.

14.7. Необходимость и периодичность анализов эксплуатационного масла определяются инструкциями по его эксплуатации в конкретном оборудовании.

15. ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

15.1. Задачи и организация управления

15.1.1. При эксплуатации систем теплоснабжения и теплопотребления мощностью 10 Гкал/ч и более организуется круглосуточное диспетчерское управление, при мощности менее 10 Гкал/ч диспетчерское управление устанавливается по решению ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию.

15.1.2. Задачами диспетчерского управления являются:

разработка и ведение заданных режимов работы тепловых энергоустановок и сетей в подразделениях организации;

планирование и подготовка ремонтных работ;

обеспечение устойчивости систем теплоснабжения и теплопотребления;

выполнение требований к качеству тепловой энергии;

обеспечение экономичности работы систем теплоснабжения и рационального использования энергоресурсов при соблюдении режимов потребления;

предотвращение и ликвидация технологических нарушений при производстве, преобразовании, передаче и потреблении тепловой энергии.

15.1.3. В организации, осуществляющей производственную деятельность по производству, передаче и распределению тепловой энергии, организовывается круглосуточное оперативное управление оборудованием, задачами которого являются:

ведение требуемого режима работы;

производство переключений, пусков и остановов;

локализация аварий и восстановление режима работы;

подготовка к производству ремонтных работ.

Если оборудование системы теплоснабжения эксплуатируется различными организациями, между ними должны быть организованы согласованные действия диспетчерского управления, оформленные распорядительными документами и инструкцией.

15.1.4. Управление организовывается с распределением функций оперативного контроля и управления между отдельными уровнями, а также с учетом подчиненности нижестоящих уровней управления вышестоящим.

15.1.5. Для каждого диспетчерского уровня устанавливаются две категории управления оборудованием и сооружениями – оперативное управление и оперативное ведение.

15.1.6. В оперативном управлении диспетчера находятся оборудование, теплопроводы, устройства релейной защиты, аппаратура систем противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, операции с которыми требуют координации действий подчиненного оперативно-диспетчерского персонала и согласованных изменений на нескольких объектах разного оперативного подчинения.

Операции с указанным оборудованием и устройствами производятся под руководством диспетчера.

15.1.7. В оперативном ведении диспетчера находятся оборудование, теплопроводы, устройства релейной защиты, аппаратура систем противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, состояние и режим которых влияют на располагаемую мощность и резерв тепловых энергоустановок, системы теплоснабжения в целом, режим и надежность тепловых сетей, а также настройка противоаварийной автоматики.

Операции с указанным оборудованием и устройствами производятся с разрешения диспетчера.

15.1.8. Все тепловые энергоустановки и сети распределяются по уровням диспетчерского управления.

Перечни теплопроводов, оборудования и устройств, находящихся в оперативном управлении или оперативном ведении диспетчеров, составляются с учетом решений вышестоящего органа оперативно-диспетчерского управления и утверждаются руководством организации.

15.1.9. Взаимоотношения персонала различных уровней оперативно-диспетчерского управления регламентируются соответствующими типовыми положениями. Взаимоотношения специалистов различных уровней управления в организации регламентируются местными инструкциями.

15.1.10. Управление осуществляется с диспетчерских пунктов и щитов управления, оборудованных средствами диспетчерского и технологического управления и системами контроля, а также укомплектованных оперативными схемами.

15.1.11. В каждой организации разрабатываются инструкции по оперативно-диспетчерскому управлению, ведению оперативных переговоров и записей, производству переключений и ликвидации аварийных режимов с учетом специфики и структурных особенностей энергоустановок. В организации, осуществляющей производственную деятельность на тепловых энергоустановках, составляется и утвержда-

ется техническим руководителем организации список лиц, имеющих право ведения оперативных переговоров с энергоснабжающей организацией системы теплоснабжения, который необходимо сообщить ей.

15.1.12. Все оперативные переговоры, оперативно-диспетчерская документация на всех уровнях диспетчерского управления ведутся с применением единой общепринятой терминологии, типовых распоряжений, сообщений и записей.

15.2. Управление режимом работы

15.2.1. Управление режимом работы тепловых энергоустановок организовывается на основании суточных графиков.

Источники тепловой энергии обязаны в нормальных условиях выполнять заданный график нагрузки и включенного резерва.

О вынужденных отклонениях от графика оперативный персонал источника тепловой энергии немедленно сообщает диспетчеру тепловых сетей.

15.2.2. Регулирование параметров теплоносителя тепловых сетей обеспечивает поддержание заданного давления и температуры теплоносителя в контрольных пунктах.

Допускается отклонение температуры теплоносителя от заданных значений при кратковременном (не более 3 ч) изменении утвержденного графика, если иное не предусмотрено договорными отношениями между источником тепловой энергии и потребителями теплоты.

15.2.3. Регулирование параметров теплоносителя в тепловых сетях осуществляется автоматически или вручную путем воздействия на:

работу источников и потребителей теплоты;

гидравлический режим тепловых сетей, в том числе изменением перетоков и режимов работы насосных станций и теплопотребляющих энергоустановок;

режим подпитки путем поддержания постоянной готовности водоподготовительных установок источников тепловой энергии к покрытию изменяющихся расходов подпиточной воды.

15.3. Управление оборудованием

15.3.1. Тепловые энергоустановки организации, принятые в эксплуатацию, находятся в одном из четырех оперативных состояний: работе, резерве, ремонте или консервации.

15.3.2. Вывод тепловых энергоустановок из работы и резерва в ремонт и для испытания, даже по утвержденному плану, оформляется заявкой, подаваемой согласно перечням на их оперативное управление и оперативное ведение в соответствующую диспетчерскую службу.

Сроки подачи заявок и сообщений об их разрешении устанавливаются соответствующей диспетчерской службой.

На источнике тепловой энергии заявки согласуются с техническим руководителем тепловых сетей и утверждаются техническим руководителем источника.

15.3.3. Испытания, в результате которых может существенно измениться режим энергоснабжения, проводятся по рабочей программе, утвержденной техническим руководителем энергоснабжающей организации.

Рабочие программы других испытаний оборудования тепловых энергоустановок утверждаются руководством организации.

Рабочая программа испытаний представляется на утверждение и согласование не позднее чем за 7 дней до их начала.

15.3.4. Заявки делятся на плановые, соответствующие утвержденному плану ремонта и отключений, и срочные – для проведения непланового и неотложного ремонта. Срочные заявки разрешается подавать в любое время суток непосредственно диспетчеру, в управлении или ведении которого находится отключаемое оборудование.

Диспетчер имеет право разрешить ремонт лишь на срок в пределах своей смены. Разрешение на более длительный срок выдается соответственно главным диспетчером (начальником диспетчерской службы) организации или техническим руководителем организации.

15.3.5. При необходимости немедленного отключения оборудование отключается оперативным персоналом организации в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации с предварительным, если это возможно, или последующим уведомлением вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

После останова оборудования оформляется срочная заявка с указанием причин и ориентировочного срока ремонта.

15.3.6. Разрешение на вывод или перевод в капитальный или текущий ремонт основного оборудования организации выдается в установленном порядке по заявке диспетчерской службой организации.

15.3.7. Время операций, связанных с выводом в ремонт и вводом в работу оборудования, а также растопкой котлов, набором на них требуемой нагрузки, включается в срок ремонта, разрешенного по заявке.

Если по какой-либо причине оборудование не было отключено в намеченный срок, длительность ремонта сокращается, а дата включения остается прежней. Продлить срок ремонта может только диспетчерская служба организации.

15.3.8. Несмотря на разрешенную заявку, вывод оборудования из работы и резерва или испытания может быть выполнен лишь с разрешения диспетчерской службы непосредственно перед выводом из работы и резерва оборудования или перед проведением испытаний.

15.3.9. Оборудование считается введенным в работу из ремонта после уведомления эксплуатирующей организацией о завершении ремонтных работ, включения его в работу и закрытия оперативной заявки.

15.4. Предупреждение и ликвидация технологических нарушений

15.4.1. Основными задачами диспетчерского управления при ликвидации технологических нарушений являются:

предотвращение развития нарушений, исключение травмирования персонала и повреждения оборудования, не затронутого технологическим нарушением;

создание наиболее надежных послеаварийной схемы и режима работы системы в целом и ее частей;

выяснение состояния отключившегося и отключенного оборудования и при возможности включение его в работу;

включение его в работу и восстановление схемы сети.

15.4.2. Основными направлениями предупреждения технологических нарушений и поддержания постоянной готовности организации к их ликвидации являются:

постоянная подготовка персонала к ликвидации возможных технологических нарушений путем своевременного проведения противоаварийных тренировок, повышения качества профессиональной подготовки;

создание необходимых аварийных запасов материалов к оборудованию;

обеспечение персонала средствами связи, пожаротушения, автотранспортом и другими механизмами, необходимыми средствами защиты;

своевременное обеспечение рабочих мест схемами технологических трубопроводов, инструкциями по ликвидации технологических нарушений, программами переключений;

подготовка персонала в пунктах тренажерной подготовки с использованием тренажеров, максимально соответствующих реальным условиям производства, а также при возможности с использованием персональных компьютеров;

тестирование персонала при приеме на работу, а также в процессе трудовой деятельности по готовности к оперативной работе.

15.4.3. На каждом диспетчерском пункте, щите управления организации находятся:

местная инструкция по предотвращению и ликвидации технологических нарушений, которая составляется в соответствии с типовой инструкцией и инструкцией вышестоящего органа оперативно-

диспетчерского управления, и планы ликвидации технологических нарушений в тепловых сетях, топливном хозяйстве и котельных;

планы ликвидации технологических нарушений в тепловых сетях городов и крупных населенных пунктов должны быть согласованы в установленном порядке.

Аварийно-диспетчерскими службами городов и организациями согласовываются документы, определяющие их взаимодействие при ликвидации технологических нарушений в организациях.

15.4.4. Ликвидацией технологических нарушений на источнике теплоты руководит начальник смены источника тепловой энергии.

Ликвидацию технологических нарушений в тепловых сетях осуществляет диспетчер тепловых сетей. Его указания являются также обязательными для персонала источников тепловой энергии.

В случае необходимости оперативные руководители или руководители структурных подразделений, указанных выше, имеют право поручить руководство ликвидацией технологического нарушения другому лицу или взять руководство на себя, сделав запись в оперативном журнале. О замене ставится в известность как вышестоящий, так и подчиненный оперативный персонал.

15.4.5. Приемка и сдача смены во время ликвидации технологических нарушений не допускается.

Пришедший на смену оперативный персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией технологических нарушений. При затянувшейся ликвидации технологического нарушения в зависимости от его характера допускается сдача смены с разрешения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

В тех случаях, когда при ликвидации технологического нарушения операции производятся на оборудовании, не находящемся в оперативном управлении или ведении вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, сдача смены допускается с разрешения руководящего управленческого персонала и специалистов организации, в которой произошло технологическое нарушение.

15.4.6. Принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима, оперативно-диспетчерский персонал несет ответственность за ликвидацию технологического нарушения.

15.5. Оперативно-диспетчерский персонал

15.5.1. К оперативно-диспетчерскому персоналу организаций при наличии диспетчерского управления относятся: оперативный персонал, оперативно-ремонтный персонал и оперативные руководители.

15.5.2. Оперативно-диспетчерский персонал ведет безопасный, надежный и экономичный режим работы оборудования организа-

ции в соответствии с должностными инструкциями и инструкциями по эксплуатации, оперативными распоряжениями вышестоящего оперативного персонала.

Комплектация оперативно-диспетчерского персонала по численности и квалификации осуществляется в соответствии с отраслевыми нормативными документами и настоящими Правилами.

Совмещение рабочих мест оперативно-диспетчерского персонала при его работе в смене неполным составом может быть разрешено только по письменному указанию руководства организации.

15.5.3. Оперативно-диспетчерский персонал во время смены несет ответственность за эксплуатацию оборудования, находящегося в его оперативном управлении или ведении, в соответствии с настоящими Правилами, инструкциями заводов-изготовителей оборудования и местными инструкциями, правилами техники безопасности и другими руководящими документами, а также за безусловное выполнение распоряжений вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

15.5.4. При нарушениях режимов работы, повреждении оборудования, а также при возникновении пожара оперативно-диспетчерский персонал немедленно принимает меры к восстановлению нормального режима работы и ликвидации аварийного положения, предотвращению развития технологического нарушения, а также сообщает о происшедшем соответствующему оперативно-диспетчерскому и управленческому персоналу, специалистам по утвержденному списку. Распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала по вопросам, входящим в его компетенцию, обязательно к исполнению подчиненным ему оперативно-диспетчерским персоналом.

15.5.5. Оборудование, находящееся в оперативном управлении или оперативном ведении вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, не может быть включено в работу или выведено из работы без разрешения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, за исключением случаев явной опасности для людей и оборудования.

15.5.6. Оперативное распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала выдается четким, кратким. Выслушав распоряжение, подчиненный оперативно-диспетчерский персонал дословно повторяет текст распоряжения и получает подтверждение, что распоряжение понято правильно. Распоряжения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала выполняются незамедлительно и точно.

Оперативно-диспетчерский персонал, отдав или получив распоряжение или разрешение, записывает его в оперативный журнал. При наличии магнитофонной записи объем записи в оперативный журнал определяется соответствующим управленческим персоналом и специалистами.

15.5.7. Оперативные переговоры ведутся в соответствии с принятой терминологией. Все тепловые энергоустановки, сети, устройства технологической защиты и автоматики называются полностью согласно установленным диспетчерским наименованиям. Не допускается отступление от технической терминологии и диспетчерских наименований.

15.5.8. В распоряжениях по изменению режима работы оборудования организации указывается необходимое значение изменяемых режимных параметров и время, к которому должно быть достигнуто указанное значение отдельных параметров, а также время отдачи распоряжения.

15.5.9. Оперативно-диспетчерский персонал, получив распоряжение управленческого персонала и специалистов по вопросам, входящим в компетенцию вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, выполняет его только с согласия последнего.

15.5.10. Ответственность за невыполнение распоряжения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала несут лица, не выполнившие распоряжение, а также руководители, санкционировавшие его невыполнение.

15.5.11. В случае, если распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала представляется подчиненному оперативно-диспетчерскому персоналу ошибочным, он немедленно докладывает об этом лицу, давшему распоряжение. При подтверждении распоряжения оперативно-диспетчерский персонал выполняет его и делает запись в оперативном журнале.

15.5.12. Лица оперативно-диспетчерского персонала, находящиеся в резерве, могут быть привлечены к выполнению работ по обслуживанию энергоустановки в рамках должностной инструкции и только с разрешения соответствующего руководящего оперативно-диспетчерского персонала, находящегося в смене, с записью в оперативном журнале и журнале учета работ по нарядам и распоряжениям.

15.5.13. Замена одного лица из числа оперативно-диспетчерского персонала другим до начала смены в случае необходимости допускается с разрешения соответствующего управленческого персонала и специалистов, подписавших график, и с уведомлением вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

Работа в течение двух смен подряд не допускается.

15.5.14. Каждый работник из числа оперативно-диспетчерского персонала, заступая на рабочее место, принимает смену от предыдущего работника, а после окончания работы сдает смену следующему по графику работнику.

Уход с дежурства без сдачи смены не допускается. Оперативные руководители принимают меры к обеспечению замены оперативно-диспетчерского персонала.

15.5.15. При приемке смены работник из числа оперативно-диспетчерского персонала должен:

ознакомиться с состоянием, схемой и режимом работы тепловых энергоустановок, находящихся в его оперативном управлении и ведении, в объеме, определяемом соответствующими инструкциями;

получить сведения от сдавшего смену об оборудовании, за которым необходимо вести особо тщательное наблюдение для предупреждения нарушений в работе, и об оборудовании, находящемся в резерве и ремонте;

выяснить, какие работы выполняются по заявкам, нарядам и распоряжениям на закрепленном за ним участке;

проверить и принять инструмент, материалы, ключи от помещений, оперативную документацию и документацию рабочего места;

ознакомиться со всеми записями и распоряжениями за время, прошедшее с его предыдущего дежурства;

принять рапорт от подчиненного персонала и доложить непосредственному начальнику по смене о вступлении в дежурство и недостатках, выявленных при приемке смены;

оформить приемку-сдачу смены записью в журнале или ведомости за его подписью и подписью сдающего смену.

15.5.16. Оперативно-диспетчерский персонал периодически в соответствии с местной инструкцией опробывает действие устройств автоматики, сигнализации, средств связи, а также проверяет правильность показаний часов на рабочем месте и т. д.

15.5.17. Оперативно-диспетчерский персонал по утвержденным графикам осуществляет переход с рабочего оборудования на резервное, производит опробование и профилактические осмотры оборудования.

15.5.18. Оперативные руководители могут заменить полностью или частично подчиненный ему оперативно-диспетчерский персонал, не выполняющий свои обязанности, или провести перераспределение обязанностей в смене. При этом делается запись в оперативном журнале или выпускается письменное распоряжение и уведомляется по соподчиненности персонал соответствующих уровней оперативно-диспетчерского управления.

15.5.19. Оперативно-диспетчерский персонал по разрешению оперативного руководителя может кратковременно привлекаться к ремонтным работам и испытаниям с освобождением на это время от исполнения обязанностей на рабочем месте и записью в оперативном журнале.

15.6. Переключения в тепловых схемах котельных и тепловых сетей

15.6.1. Все переключения в тепловых схемах выполняются в соответствии с местными инструкциями по эксплуатации и отражаются в оперативной документации.

15.6.2. В случаях, не предусмотренных инструкциями, а также при участии двух и более смежных подразделений или организаций переключения выполняются по программе.

Сложные переключения, описанные в инструкциях, также выполняются по программе.

15.6.3. К сложным относятся переключения:

в тепловых схемах со сложными связями;

длительные по времени;

на объектах большой протяженности;

редко выполняемые.

К редко выполняемым переключениям могут быть отнесены:

ввод основного оборудования после монтажа и реконструкции;

испытание на прочность и плотность оборудования и тепловых сетей;

специальные испытания оборудования;

проверка и испытания новых нетрадиционных способов эксплуатации оборудования и т. п.

Степень сложности переключений и необходимость составления программы для их выполнения определяются техническим руководителем в зависимости от особенностей условий работы.

15.6.4. В каждой организации разрабатывается перечень сложных переключений, утвержденный техническим руководителем. Перечень корректируется с учетом ввода, реконструкции или демонтажа оборудования, изменения технологических схем и схем технологических защит и автоматики и т. п. Перечень пересматривается 1 раз в 3 года. Копии перечня находятся на рабочем месте оперативно-диспетчерского персонала организации.

15.6.5. Техническим руководителем организации утверждается список лиц из управленческого персонала и специалистов, имеющих право контролировать выполнение переключений, проводимых по программам. Список корректируется при изменении состава персонала. Копии списка находятся на рабочем месте оперативно-диспетчерского персонала цеха и у ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок и (или) сетей.

15.6.6. В программе выполнения переключений указываются:

цель выполнения переключений;

объект переключений;

перечень мероприятий по подготовке к выполнению переключений;

условия выполнения переключений;

плановое время начала и окончания переключений, которое может уточняться в оперативном порядке;

в случае необходимости – схема объекта переключений (наименования и нумерация элементов тепловых энергоустановок на схеме должны полностью соответствовать наименованиям и нумерации, принятым в организации);

порядок и последовательность выполнения операций с указанием положения запорных и регулирующих органов и элементов цепей технологических защит и автоматики;

оперативно-диспетчерский персонал, выполняющий переключения;

персонал, привлеченный к участию в переключениях;

оперативно-диспетчерский персонал, руководящий выполнением переключений;

в случае участия в переключениях двух и более подразделений организации – лицо из управленческого персонала и специалистов, осуществляющих общее руководство;

в случае участия в переключениях двух и более организаций – лица из управленческого персонала и специалистов, ответственные за выполнение переключений в каждой организации, и лицо из числа управленческого персонала и специалистов, осуществляющее общее руководство проведением переключений;

обязанности и ответственность лиц, указанных в программе;

перечень мероприятий по обеспечению безопасности проведения работ;

действия персонала при возникновении аварийной ситуации или положения, угрожающего жизни людей и целостности оборудования.

15.6.7. Программа утверждается техническим руководителем организации, а при выходе действия программы за рамки одной организации – техническими руководителями организаций, участвующих в программе переключений.

15.6.8. Для повторяющихся переключений применяются заранее составленные типовые программы.

Типовые программы пересматриваются 1 раз в 3 года и корректируются с вводом, реконструкцией или демонтажем оборудования, изменением технологических схем и схем технологических защит и автоматики.

15.6.9. Программа переключений и типовые программы переключений применяются оперативно-диспетчерским персоналом и являются оперативными документами при выполнении переключений.

15.6.10. При наличии в организации мнемосхемы тепловых энергоустановок и (или) сетей все изменения отражаются на ней после окончания переключений.

15.6.11. Программы переключений хранятся наравне с другой оперативной документацией.

16. РАССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ

16.1. Персональную ответственность за технологические нарушения несут лица, непосредственно нарушившие правила и (или) инструкции, и лица, которые не обеспечили выполнение организационно-технических мероприятий, исключающих возникновение несчастных случаев.

16.2. Администрация организации, независимо от форм собственности, эксплуатирующая тепловые энергоустановки, а также оборудование, здания и сооружения, связанные с производством, передачей, распределением и потреблением тепловой энергии, осуществляет расследование, учет, соблюдение порядка сообщений о всех технологических нарушениях в работе тепловых энергоустановок.

16.3. Основными задачами расследования, учета и анализа технологических нарушений являются:

тщательное, технически квалифицированное установление причин и всех виновников нарушений;

разработка мероприятий по восстановлению работоспособности поврежденного оборудования, предупреждению подобных нарушений в его работе, повышению ответственности эксплуатационного персонала и другого персонала организаций, на которых произошло нарушение, а также персонала других организаций, отвечающих за обеспечение бесперебойного и надежного теплоснабжения;

принятие квалифицированных решений по совершенствованию организации эксплуатации и ремонта, модернизации, реконструкции или замене энергетического оборудования, а также при разработке нормативных требований по вопросам надежности;

получение и накопление полной и достоверной информации о всех нарушениях работоспособности и нормального режима работы оборудования, тепловых сетей и сооружений в целях:

технического обоснования претензий к заводам-изготовителям, строительно-монтажным, наладочным, ремонтным и проектным организациям;

оформления претензий к теплоснабжающим организациям или потребителю тепловой энергии за аварийные нарушения теплоснабжения и технически необоснованные ограничения мощности;

уточнения межвременных циклов, определение продолжительности эксплуатации оборудования (до его списания), обоснования потребности в резервном оборудовании и запасных частях.

16.4. При расследовании несчастных случаев на производстве, связанных с эксплуатацией тепловой энергоустановки, решаются следующие задачи:

выявление обстоятельств травмирования;

определение факторов, обусловливающих тяжесть несчастного случая;

определение мероприятий по предотвращению подобных несчастных случаев.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Рекомендации по учету собственником тепловых энергоустановок

1. Все тепловые энергоустановки учитываются собственником (эксплуатирующей организацией) в Книге учета тепловых энергоустановок организации (далее книга учета).

2. Книга учета ведется единой для организации в целом и по подразделениям, по следующим разделам:

теплогенерирующие энергоустановки;

системы транспорта и распределения тепловой энергии;

теплопотребляющие энергоустановки.

Рекомендуемая форма Книги учета приведена ниже.

Каждой тепловой энергоустановке собственником при учете присваивается номер. В графе «Примечание» указываются сведения о смене собственника, реконструкции, утилизации и т. п.

3. Для организации и ведения учета тепловых энергоустановок распорядительным документом руководителя организации назначается ответственное лицо и его заместитель (на периоды длительного отсутствия).

4. Снятие с учета тепловых энергоустановок, учитываемых собственником (эксплуатирующей организацией), производится ответственным лицом организации в случаях:

передачи тепловой энергоустановки другому собственнику (эксплуатирующей организации);

вывода тепловой энергоустановки из эксплуатации, ее демонтажа и складского хранения энергоустановки, ее элементов или элементов сети;

снятия тепловой энергоустановки с баланса организации.

В этом случае на основании подтверждающего документа делается запись в Книге учета, копия документа вкладывается в паспорт тепловой энергоустановки, которая передается другому собственнику или хранится вместе с тепловой энергоустановкой.

В случае снятия тепловой энергоустановки с баланса организации и ее утилизации паспорт указанной тепловой энергоустановки может быть снят с хранения.

5. При учете теплогенерирующих энергоустановок в органы государственного энергетического надзора представляются следующие данные:

наименование собственника;

тип и количество теплогенерирующих энергоустановок;
производительность;
вид топлива (основное, резервное);
количество потребителей, общая подключенная нагрузка.

При реконструкции с изменением мощности теплогенерирующей энергоустановки и смене собственника для повторного учета в органах государственного энергетического надзора предоставляются данные в полном объеме, в срок не менее 10 дней.

Книга учета тепловых энергоустановок организации

(рекомендуемая форма)

Тепловые энергоустановки предприятия (организации)

Порядковый номер	Дата учета	Наименование тепловой энергоустановки или теплопровода	Характеристики тепловой энергоустановки или теплопровода				Место расположения	Ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию	Ф.И.О. ответственного лица	Примечание
			Параметры работы (давление, температура)	Производительность (Гкал/ч, т/ч)	Пропускная способность (т/ч)	Теплопотребление (Гкал/ч, т/ч)				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Приложение 2

(образец)

Журнал проверки знаний Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок

Фамилия, имя, отчество, должность и стаж работы в этой должности	Дата предыдущей проверки и оценка знаний	Дата и причина проверки	Общая оценка знаний и заключение комиссии	Подпись проверяемого лица	Дата следующей проверки
1	2	3	4	5	6

Председатель комиссии _____

(должность, Ф И. О., подпись)

Члены комиссии _____

(должность, Ф. И. О , подпись)

Приложение 3

(образец)

Форма удостоверения проверки знаний

Первая страница блока

УДОСТОВЕРЕНИЕ № _____

_____

(организация)

_____

(Ф И О)

_____

(должность (профессия))

Вторая страница блока

Допущен к работам _____

_____

_____

в качестве _____

Дата выдачи «_____» _____ 20 _____ г.

М.П.

Руководитель организации _____

(Ф И О, подпись)

Третья страница блока

Результаты проверки знаний

Дата проверки	Причина проверки	Общая оценка	Дата следующей проверки	Подпись председателя комиссии

Четвертая страница блока

Свидетельство на право проведения специальных работ

Дата	Наименование работ	Подпись председателя комиссии

Примерный перечень эксплуатационной документации

Наименование	Содержание
Оперативный журнал	Регистрация в хронологическом порядке (с точностью до минуты) оперативных действий, производимых для обеспечения заданного режима тепловой энергоустановки и тепловой сети, распоряжений вышестоящего и управленческого персонала и специалистов. Записи об авариях и инцидентах оборудования и мерах по восстановлению нормального режима. Сведения о первичных и ежедневных допусках к работам по нарядам и распоряжениям. Записи о приеме и сдаче смены с регистрацией соответствия оборудования (в работе, ремонте, резерве)
Оперативная схема тепловых сетей (водяных, паровых, конденсатных)	Схема тепловых сетей с указанием на ней диаметров и номеров трубопроводов, камер, арматуры, спускных, продувочных и дренажных устройств, насосов, регулирующих клапанов и протяженности
Оперативная схема тепловых энергоустановок	Схема тепловой энергоустановки с подводящими и отводящими трубопроводами, с обозначением и нумерацией запорной и регулирующей арматуры, спускных, продувочных и дренажных устройств, отражающая фактическое диспетчерское (функциональное) состояние оборудования и запорной арматуры в реальном времени
Оперативная схема источника теплоты	Тепловая схема источника тепловой энергии с указанием и нумерацией установленного оборудования, трубопроводов, арматуры, контрольно-измерительных приборов и автоматики
Перечень камер и каналов, подверженных опасности проникновения газа	Перечень камер, каналов и других подземных сооружений, подверженных опасности проникновения газа в количествах, превышающих предельно допустимые санитарные нормы или образующих взрывоопасные смеси

Продолжение

Наименование	Содержание
Перечень оборудования, находящегося в оперативном управлении и ведении диспетчера	Наименование и краткие технические характеристики оборудования, находящегося в оперативном управлении и оперативном ведении диспетчера
Программа переключения	Запись о содержании операций и их перечень, времени начала и окончания, условиях проведения; сведения о персонале, выполняющем переключения, указания о последовательности переключений, положении запорной и регулирующей арматуры после их окончания; должность работника, контролирующего ход переключений и несущего за них ответственность
Схемы тепловых камер (насосных станций, тепловых пунктов)	Схема тепловой камеры (насосной станции, теплового пункта) с установленным в ней оборудованием, трубопроводами, арматурой и контрольно-измерительными приборами
Журнал обходов тепловых сетей	Запись заданий обходчиком тепловых сетей и результатов обхода
Журнал распоряжений	Запись распоряжений руководства организации, руководящего персонала энергослужбы
Журнал учета работ по нарядам и распоряжениям	В соответствии с правилами техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций, тепловых сетей и теплопотребляющих установок
Журнал заявок на вывод оборудования из работы	Регистрация заявок на вывод оборудования из работы от цехов (участков) с указанием наименования оборудования, причины и времени вывода его из работы (подачи заявки), а также объема теплопотребления отключаемого оборудования
Журнал дефектов и неполадок с оборудованием	Запись о неисправностях тепловых энергоустановок и тепловых сетей. Указываются дата записи, характер неисправности и ее принадлежность. Запись ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок об ознакомлении и устранении дефектов

Продолжение

Наименование	Содержание
Температурный график центрального регулирования системы теплоснабжения	График зависимости температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах тепловой сети от температуры наружного воздуха
Пьезометрические графики	Давление в подающем и обратном трубопроводах по длине тепловой сети в зависимости от рельефа местности, для зимнего, летнего и аварийных режимов
Режимная карта	Документ, содержащий перечень оптимальных значений параметров для достижения надежной и экономичной эксплуатации тепловых энергоустановок, составленный по результатам режимно-наладочных испытаний
График ограничений и отключений	Документ, содержащий очередность ограничений и отключений потребителей при недостатке тепловой мощности или топлива, а также в случае аварии в энергоснабжающей организации
Журнал учета проведения противоаварийных и противопожарных тренировок	Журнал с указанием даты проведения тренировок, фамилий участников и должности, темы и места проведения, оценки и замечаний, подписей участников, подписи руководителя тренировки
Журнал учета состояния контрольно-измерительных приборов и автоматики	Записи о проводимых ремонтах, проверках работоспособности и поверках контрольно-измерительных приборов и автоматики
Журнал учета качества питательной, подпиточной, сетевой воды, пара и конденсата	Запись о качестве воды, пара и конденсата на основании химического контроля
Ведомости учета суточного отпуска тепловой энергии и теплоносителя на источнике теплоты	Запись о ежесуточных температуре, давлении, количестве отпущенного и возвращенного теплоносителя, расходе подпиточной воды, температуре холодной воды, количестве

Продолжение

Наименование	Содержание
	выработанной, потребленной на собственные нужды и отпущенной тепловой энергии по показаниям приборов учета тепловой энергии и теплоносителя
Журнал учета тепловой энергии и теплоносителя в водяных (паровых) системах теплопотребления	Запись о ежесуточных расходах теплоносителя по подающему, обратному, подпиточному трубопроводах (паропроводу, конденсатопроводу), трубопроводу системы горячего водоснабжения, величине тепловой энергии и времени работы приборов учета тепловой энергии

Приложение 5

(образец)

Паспорт тепловой сети

_____

(название энергосистемы)

Эксплуатационный район _____

Магистраль № _____ Паспорт № _____

Вид сети _____

(водяная, паровая)

Источник теплоснабжения _____

Участок сети от камеры № _____ до камеры № _____

Название проектной организации и номер проекта _____

Общая длина трассы _____ м. Теплоноситель _____

Расчетные параметры: давление _____ _____ МПа (кгс/см^2),

температура _____ °С

Год постройки _____ Год ввода в эксплуатацию _____

Техническая характеристика

1. Трубы

_____

_____

_____

_____

2. Механическое оборудование

Номер камеры	Задвижки					Компенсаторы		Дренажная арматура		Воздушники		Насосы			Перемычки	
	Условный диаметр (мм)	Количество				Условный диаметр (мм)	Количество (шт)	Условный диаметр (мм)	Количество (шт)	Условный диаметр (мм)	Количество (шт)	Тип	Количество (шт)	Электрическая мощность (кВт)	Условный диаметр (мм)	Вид запорного органа
		Чугунных	Стальных													
			С ручным приводом	С электроприводом	С гидроприводом											

3. Каналы

Наименование участка трассы	Тип канала (или номер чертежа)	Внутренние размеры (мм)		Толщина стенки (мм)	Конструкция покрытия	Длина (м)
		Высота	Ширина			

4. Камеры

Номер камеры	Внутренние размеры (мм)			Толщина стенки (мм)	Конструкция перекрытия	Наличие неподвижных опор	Наличие гидроизоляции	Наличие дренажа (выпуска)	Материал стенки
	Высота	Длина	Ширина						

5. Неподвижные опоры в канале

Номера камер, между которыми размещен канал	Привязка к камере №	Конструкция	Примечание

6. Специальные строительные конструкции (щиты, дюкеры, мостовые)

Наименование	Длина (м)	Описание или номер типового проекта

7. Изоляция труб

Наименование участка трассы (номер камеры)	Теплоизоляционный материал	Толщина тепловой изоляции (мм)	Наружное покрытие		Материал антикоррозионного покрытия
			Материал	Толщина (мм)	

8. Лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода

Номер и дата приказа о назначении	Должность, фамилия, имя и отчество	Подпись ответственного лица

9. Реконструктивные работы и изменения в оборудовании

Дата	Характеристика работ	Должность, фамилия и подпись лица, внесшего изменения

10. Контрольные вскрытия

Место вскрытия	Дата	Назначение вскрытия	Результаты осмотра и номер акта

11. Эксплуатационные испытания

Характер испытания	Дата	Результаты испытания и номер акта

12. Записи результатов освидетельствования трубопроводов

Дата освидетельствования	Результаты освидетельствования	Срок следующего освидетельствования

Исполнитель _____

(должность, Ф И О, подпись)

Представитель _____

(подпись, дата)

Приложение 6

(образец)

Паспорт теплового пункта

_____

(наименование энергоснабжающей организации)

_____

(наименование теплового пункта и его адрес)

Находится на _____

(балансе, техобслуживании)

Тип теплового пункта _____

(отдельно стоящий, пристроенный, встроенный в здание)

1. Общие данные

Год ввода в эксплуатацию _____

Год принятия на баланс или техобслуживание _____

Источник теплоснабжения _____

Питание от камеры № _____ магистрали № _____

района Теплосети _____

Диаметр теплового ввода _____ м, длина ввода _____ м

Расчетный напор на вводе теплоснабжения _____ м вод. ст.

Расчетный напор на вводе холодного водоснабжения ____ м вод. ст.

Схема подключения ВВП горячего водоснабжения _____

Схема подключения отопления _____

Температурный график _____

Наименования и адреса абонентов, подключенных к центральному тепловому пункту:

1. _____

2. _____

3. _____ и т. д.

2. Тепловые нагрузки

Нагрузка	Расход	
	теплоты (Гкал/ч)	воды (т/ч)
Отопление Горячее водоснабжение Вентиляция Технологические нужды		
Всего		

3. Трубопроводы и арматура

Трубопровод		Арматура									
Диаметр (мм)	Общая длина (м)	Задвижки, вентили				Клапаны обратные				Клапаны воздушные и спускные	
		№ по схеме	Тип	Диаметр (мм)	Количество (шт.)	№ по схеме	Тип	Диаметр (мм)	Количество (шт.)	Диаметр (мм)	Количество (шт.)

4. Насосы

№ п/п	Назначение (циркуляционные, подпиточные и т. д.)	Тип насоса	Марка электродвигателя	Характеристика насоса Q – расход ($м^3/ч$) H – напор (м вод. ст.) n – частота вращения (об/мин)	Количество (шт.)

5. Водоподогреватели

№ п/п	Назначение	Тип и №	Число секций (шт.)	Характеристика подогревателя (тепловой поток, кВт, поверхность нагрева, $м^2$)

6. Тепловая автоматика

№ п/п	Назначение	Место установки	Тип	Диаметр (мм)	Количество (шт.)

7. Средства измерений

№ п/п	Приборы контроля и учета							
	Теплосчетчики (расходомеры)				Термометры		Манометры	
	Место установки	Тип	Диаметр (мм)	Количество (шт.)	Тип	Количество (шт.)	Тип	Количество (шт.)

8. Характеристика теплопотребляющих систем

Здание (корпус), его адрес					
Кубатура здания ($м^3$)					
Высота (этажность) здания (м)					
Отопление	присоединение (элеваторное, насосное, непосредственное, независимое)				
	тип системы (однотрубная, 2-трубная, розлив верхний, нижний)				
	сопротивление системы (м)				
	тип нагревательных приборов				
	емкость системы ($м^3$)				
	расчетная тепловая нагрузка (Гкал/ч)				
Вентиляция	число приточных установок				
	расчетная тепловая нагрузка (Гкал/ч)				
ГВС	схема присоединения (параллельная, 2-ступенчатая, последовательная, открытый водоразбор)				
	расчетная тепловая нагрузка (Гкал/ч)				
	суммарная нагрузка систем здания, здания (Гкал/ч)				
	температурный график				

Приложение к паспорту: схема центрального теплового пункта.

Дата составления паспорта _____

Паспорт составил _____

(должность, Ф И О, подпись)

Приложение 7

(образец)

Паспорт цилиндрического вертикального резервуара

Вместимость _____

Марка _____

Дата составления паспорта _____

Место установки (наименование предприятия) _____

Назначение резервуара _____

Основные размеры элементов резервуаров (диаметр, высота) _____

Наименование организации, выполнившей рабочие чертежи, и номера чертежей _____

_____

Наименование завода-изготовителя металлических конструкций ___

_____/_____

Наименование строительно-монтажных организаций, участвовавших в возведении резервуара:

1. _____

2. _____

3. _____

Перечень установленного на резервуаре оборудования _____

Отклонение от проекта _____

Дата начала монтажа _____

Дата окончания монтажа _____

Дата начала и окончания каждого промежуточного и общего испытаний резервуара и результаты испытаний _____

Дата приемки резервуара и сдачи его в эксплуатацию _____

Приложения к паспорту:

1. Деталировочные чертежи металлических конструкций № и рабочие чертежи № _____

2. Заводские сертификаты на изготовленные стальные конструкции _____

3. Документы о согласовании отступления от проекта при монтаже _____

4. Акты приемки скрытых работ _____

5. Документы (сертификаты и др.), удостоверяющие качество электродов, электродной проволоки и прочих материалов, примененных при монтаже _____

6. Схемы геодезических измерений при проверке разбивочных осей и установке конструкций _____

7. Журнал сварочных работ _____

8. Акты испытания резервуара _____

9. Описи удостоверений (дипломов) о квалификации сварщиков, проводивших сварку конструкций при монтаже, с указанием присвоенных им цифровых или буквенных знаков _____

10. Документы результатов испытаний сварных монтажных швов _____

11. Заключение по просвечиванию сварных монтажных швов проникающим излучением со схемами расположения мест просвечивания _____

12. Акты приемки смонтированного оборудования _____

Представитель
строительно-монтажной организации _____
(подпись)

Представитель _____
(подпись)

Приложение 8

(образец)

Паспорт подкачивающей насосной станции

_____, расположенной на

(наименование)

_____ трубопроводе

(подающий, обратный)

_____ тепломагистрали

Эксплуатационный район _____

1. Общие данные

Адрес насосной станции _____

Номер проекта
и название проектной организации _____

Год постройки _____

Год ввода в эксплуатацию _____

Генеральный подрядчик _____

Организация по наладке
тепломеханического оборудования _____

Организация по наладке
электротехнического оборудования _____

Организация по наладке средств измерения
и автоматики _____

Максимальная производительность
насосной станции _____ $м^3/ч$

Общая установленная электрическая мощность
насосной станции _____ кВ·А

2. Тепломеханическая часть

Насосы

_____

(сетевые, дренажные и др.)

Тип, количество (назначение)	Подача ($м^3/ч$)	Напор (м)	Частота вращения (об/мин)	Масса единицы (кг)	Год изготовления

Арматура

(задвижки, компенсаторы, обратные и регулирующие клапаны и др.)

Наименование арматуры	Тип	Условный диаметр (мм)	Количество (шт.)	Вид привода	Масса единицы (кг)	Год изготовления

Грузоподъемное устройство машинного зала

Тип _____

Грузоподъемность _____

Пролет _____

Завод-изготовитель _____

Дата освидетельствования	Результат освидетельствования	Срок следующего освидетельствования

Трубы

Наименование участка	Длина (м)	Наружный диаметр (м)	Толщина стенки (мм)	Марка металла	ГОСТ, группа труб	Номер сертификата	Параметры и дата испытаний на прочность и плотность
Коллектор Обвязка сетевых насосов Перемычки для регулирования							

Изоляция

Наименование участка (места)	Антикоррозионное покрытие	Теплоизоляционный материал и толщина слоя (мм)	Наружное покрытие
Коллектор Обвязка сетевых насосов Перемычки для регулирования			

3. Строительная часть

Этажность здания _____

Кубатура здания _____ $м^3$

Полная площадь _____ $м^2$

В том числе:

машинного зала _____ $м^2$

щита управления _____ $м^2$

щита 380/220 В _____ $м^2$

трансформаторной _____ $м^2$

вспомогательных помещений _____ $м^2$

Фундаменты:

под стены _____

под оборудование _____

Стены _____

Полы машинного зала _____

Полы щита управления _____

Полы щита 380/220 В _____

Полы распределительного устройства _____

Полы вспомогательных помещений _____

Междуэтажное перекрытие _____

Кровельное покрытие _____

Отопление _____ ГДж/ч (Гкал/ч)

Вентиляция _____ ГДж/ч (Гкал/ч)

4. Электрическая часть

Распределительное устройство (РП)

Наименование панелей	Тип	Количество (шт.)	Завод-изготовитель

Щит 380/220 В

Наименование панелей	Тип	Количество (шт.)	Завод-изготовитель

Электродвигатели

Тип и количество (шт)	Мощность (кВт)	Напряжение (В)	Частота вращения (об/мин)	Масса единиц (кг)	Год изготовления

Трансформаторы

Наименование	Характеристика	Количество (шт)	Завод-изготовитель	Дата ревизии

Щит управления

Наименование	Тип	Количество (шт)	Завод-изготовитель

Электроизмерительные приборы

Наименование	Тип	Предел измерения	Количество (шт)	Примечание

Приборы и аппаратура технологического контроля, автоматики, телемеханики и связи

Наименование панелей	Тип	Количество (шт)	Завод-изготовитель

5. Проведение испытаний

Объект испытаний	Цель испытаний	Испытания провел	Результаты испытаний	Дата

6. Сведения о замене и ремонте

Объект ремонта или замены	Причина ремонта или замены	Организация, производившая работу Подпись ответственного лица Дата

Приложение 9

(образец)

Паспорт вентиляционной системы

Наименование предприятия _____

Цех _____

1. Общие сведения

1. Назначение вентиляционной системы _____

_____

2. Местонахождение оборудования вентиляционной системы _____

3. Проект выполнен в _____ году, (кем) _____

_____

4. Монтаж выполнен в _____ году, (кем) _____

_____

5. Испытание и регулировка вентиляционной системы на проектные данные произведены _____

6. Категория взрывопожароопасности _____

7. Наименование взрывоопасных смесей и пределы взрывоопасных концентраций _____

_____

8. Режим работы вентиляционной системы (постоянный, периодический) _____

_____

9. Прочие сведения _____

_____

Паспорт составлен в _____ году

Исполнитель _____

Ответственный за работу вентиляционных систем
на предприятии _____

2. Сведения об оборудовании вентиляционной системы и результаты исследований

Показатель	Данные проекта	Фактические данные	
		до наладки	после наладки
Вентилятор			
Тип и номер			
Диаметр всасывающего отверстия (мм)			
Размеры выхлопного отверстия (мм)			
Частота вращения (об/мин)			
Полное давление (кгс/см^2)			
Производительность (м^3/ч)			
Предельно допустимая частота вращения (об/мин)			
Положение кожуха вентилятора			
Электродвигатель			
Тип и серия			
Мощность (кВт)			
Тип передачи			
Профиль и количество ремней			
Диаметры шкафов (мм):			
вентилятора			
двигателя			
Воздуховоды			
Защитное покрытие			
Общая длина (м)			
Толщина (мм)			
Калориферная установка			
Тип и номер			
Количество (шт.)			
Общая поверхность нагрева (м^2)			
Схема установки:			
по теплоносителю			
по воздуху			

Продолжение

Показатель	Данные проекта	Фактические данные	
		до наладки	после наладки
Сопротивление воздуха (кгс/м^2)			
Давление пара (кгс/см^2)			
Перепад температуры воды (°С)			
Температура воздуха (°С)			
до калорифера			
после калорифера			
наружного			
Теплопроизводительность (ккал/ч)			
Коэффициент теплопередачи (ккал/(м^2 °С))			
Пылеочистное устройство			
Наименование			
Тип, номер или размер			
Количество (шт.)			
Количество воздуха до устройства (м^3/ч)			
То же, после устройства (м^3/ч)			
Подсос (выбивание) воздуха (%)			
Сопротивление (кгс/м^2)			
Скорость воздуха на входе (м/с)			
Начальное содержание пыли (мг/м^3)			
Содержание пыли в выходящем воздухе			
Степень очистки (%)			
Прочее оборудование			

3. Результаты аэродинамических испытаний

Номер точки	Размеры сечений (мм)	Площадь ($м^2$)	Температура (°С)	Давление пара ($кгс/м^2$)			Скорость (м/с)	Производительность ($м^3/ч$)			Невязка (± %)
				Динамическое	Статическое	Полное		До наладки	После наладки	По проекту	

1. Схема вентиляционной системы
2. Заключение о работе вентиляционной системы и рекомендации по улучшению эффективности ее работы
3. Результаты исследования воздушных сред на содержание производственных вредных веществ в зоне действия вентиляционной системы

Регистрационный номер и дата	Место отбора проб воздуха	Наименование вредных веществ	Концентрация вредных веществ ($мг/м^3$)		
			Норма	Фактическая	Превышение (раз)

4. Результаты обследования метеорологических условий в зоне действия вентиляционной системы (в помещении)

Регистрационный номер и дата	Место измерений параметров воздуха	Температура (°С)		Влажность (%)		Подвижность (м/с)	
		Норма	Фактическая	Норма	Фактическая	Норма	Фактическая

5. Заключение о санитарно-гигиенической эффективности действия и техническом состоянии вентиляционной системы (записи инспекций)

Дата	Содержание заключения	Рекомендуемые мероприятия	Организация, должность, подпись, печать

6. Сведения о выполненных мероприятиях согласно рекомендациям

Дата	Вид работы	Исполнитель	Ответственный за эксплуатацию

7. Сведения по ремонту вентиляционной системы

Дата	Вид работы	Перечень выполненных работ	Ответственный за эксплуатацию

gost.e-ecolog.ru