РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ
«ЕЭС РОССИИ»

ДЕПАРТАМЕНТ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ И НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ТРАНСПОРТА И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ)

РД 153-34.0-20.507-98

СПО
ОРГРЭС
Москва 1999

gost.e-ecolog.ru

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ
«ЕЭС РОССИИ»

ДЕПАРТАМЕНТ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ И НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ТРАНСПОРТА И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ)

РД 153-34.0-20.507-98

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС

Москва 1999

Разработано Открытым акционерным обществом "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей"

Исполнители *Р.М. СОКОЛОВ, Я.И. КАПЛИНСКИЙ, Г.И. ТРЕТИЛЕВИЧ, Е.И. ЧУНЧИНОВ, Е.М. ШМЫРЕВ, К.Н. САБУРОВ*

Утверждено Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" 06.07.98 г.

Первый заместитель начальника *А.П. БЕРСЕНЕВ*

© СПО ОРГРЭС, 1999

Подписано к печати 30.06.99 Формат 60x84 1/8
Печать ризография Усл. печ. л 13,5 Уч.-изд. л. 13,2 Тираж 500 экз.
Заказ № Издат. № 99034

Производственная служба передового опыта эксплуатации энергопредприятий ОРГРЭС
105023, Москва, Семёновский пер., д.15

УДК 621.311

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ТРАНСПОРТА И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ)

РД 153-34.0-20.507-98

Вводится в действие с 01.01.99 г.

Настоящая "Типовая инструкция по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)" (далее Типовая инструкция) устанавливает основные требования, соблюдение которых необходимо при эксплуатации указанных систем в АО-энерго и АО-ГРЭС.

Типовая инструкция составлена на основе новых нормативно-технических документов [1], [2], [3], [4], [5].

Эти документы существенным образом меняют подход к ряду принципиальных вопросов, связанных с эксплуатацией тепловых сетей, представляющих собой совокупность трубопроводов и устройств, предназначенных для транспортирования и распределения тепловой энергии (теплоносителей) с передачей их от источника тепловой энергии потребителям (абонентам).

Типовая инструкция составлена в соответствии с [7], [8], [9], [10], другими действующими в России руководящими документами, утвержденными Госгортехнадзором России, Минтопэнерго РФ, РАО "ЕЭС России", Минстроем РФ.

Типовая инструкция распространяется на тепловые сети, транспортирующие горячую воду температурой до 200°С и давлением P_y до 2,5 МПа (25 кгс/см^2) и водяной пар температурой до 440°С и давлением P_y до 6,3 МПа (63 кгс/см^2) [3].

На основе Типовой инструкции в организациях, эксплуатирующих тепловые сети (ОЭТС)*, должны составляться местные инструкции по эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей) с учетом их технических особенностей и конкретных условий эксплуатации.

Типовая инструкция предназначена для персонала организаций, осуществляющих эксплуатацию тепловых сетей в составе организаций и предприятий, входящих в систему РАО "ЕЭС России", и направлена на совершенствование организации эксплуатации, повышение эксплуатационной надежности, технического уровня эксплуатации тепловых сетей и систем централизованного теплоснабжения (СЦТ) в целом и обеспечение координации процессов выработки, передачи и потребления тепловой энергии.

Другие теплоснабжающие организации и предприниматели, осуществляющие свою деятельность в сфере централизованного теплоснабжения, должны обеспечивать все требования, определенные государственными и отраслевыми нормативными актами и документами в части организации и ведения производства по системам транспорта и распределения тепловой энергии.

Организации и предприятия, выполняющие проектирование, наладку и эксплуатацию тепловых сетей и оборудования, должны иметь соответствующие разрешения (лицензии) на все виды этой деятельности, выданные в установленном порядке.

Термины и определения, формы актов и паспортов, перечни инструментов и выполняемых работ приведены в приложениях 1-31.

С выходом настоящей Типовой инструкции отменяется "Типовая инструкция по эксплуатации тепловых сетей: ТИ 34-70-045-85" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1986).

* Аббревиатура принята в соответствии с [1].

1. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

1.1. Основные задачи и сфера действия организации, эксплуатирующей тепловые сети и осуществляющей координацию процессов выработки, передачи и потребления тепловой энергии

1.1.1. В обязанности ОЭТС наряду с технической эксплуатацией собственно тепловых сетей входит координация процессов отпуска, передачи и потребления тепловой энергии, включающая в себя:

согласование проектной документации, приемку и допуск в эксплуатацию практически всех элементов единой СЦТ;

осуществление ввода СЦТ и ее элементов в отопительный сезон и вывода из отопительного сезона;

разработку режимов и диспетчерское управление режимами работы СЦТ;

согласование графиков ремонтов, проведение системных испытаний, диагностических работ;

координацию работ по ликвидации повреждений (технологических нарушений в работе) во всех элементах СЦТ;

ведение коммерческого учета количества тепловой энергии и теплоносителей, осуществление контроля качества подаваемой тепловой энергии и режимов теплопотребления, а также контроль качества подаваемого и возвращаемого теплоносителя (термины и определения приведены в приложении 1).

1.1.2. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, должна систематически улучшать технико-экономические показатели работы системы транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей) путем внедрения наиболее эффективных режимов отпуска, транспорта и распределения тепловой энергии и теплоносителей, применения в тепловых сетях новых, более совершенных видов оборудования, более эффективных строительно-изоляционных конструкций и материалов, оптимизации работы всех звеньев СЦТ.

1.1.3. Деятельность ОЭТС должна осуществляться в рамках законодательства РФ, нормативных и правовых актов РФ и решений государственных органов.

1.2. Функции организации, эксплуатирующей тепловые сети

1.2.1. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, должна выполнять следующие основные функции:

обеспечение подачи потребителям теплоносителя (воды и пара) установленных параметров в соответствии с заданным графиком при утечках теплоносителя и потерях тепла, не превышающих нормативные;

оперативное управление работой тепловых сетей;

техническое обслуживание тепловых сетей и сооружений;

координация управления работой элементов системы централизованного теплоснабжения (источники тепловой энергии, тепловые сети, системы теплопотребления);

разработка текущих и перспективных тепловых и гидравлических режимов системы централизованного теплоснабжения;

подготовка и выдача разрешений и технических условий на присоединение новых потребителей (абонентов) и на изменение договорных тепловых нагрузок существующих потребителей (абонентов);

организация разработки проектно-сметной документации для вновь строящихся тепловых сетей, контроль за строительством тепловых сетей и приемка их в эксплуатацию;

подготовка технической и проектно-сметной документации для проведения реконструкции и ремонтов тепловых сетей;

осуществление технического надзора за строительством новых и реконструируемых тепловых сетей и сооружений, а также за проведением их капитального ремонта; приемка их в эксплуатацию;

пуск тепловых сетей;

проведение испытаний тепловых сетей, выполнение диагностических работ, осуще-

ствление контроля за наружной и внутренней коррозией трубопроводов;

организация и проведение ремонтов тепловых сетей и сооружений;

организация и проведение аварийно-восстановительных работ в тепловых сетях;

осуществление технического контроля за теплопотребляющими установками потребителей в части эффективности использования ими тепловой энергии в соответствии с техническими условиями и согласованным проектом теплоснабжения и договором теплоснабжения;

организация и ведение учета тепловой энергии и теплоносителей, контроль качества подаваемой тепловой энергии, контроль режимов теплопотребления.

1.3. Организация эксплуатации тепловых сетей

1.3.1. Схема и принципы организации эксплуатации тепловых сетей могут быть различными в зависимости от местных условий и организационной структуры, принятой в энергосистеме.

Эксплуатация тепловых сетей может осуществляться отдельной организацией — ОЭТС или подразделением, входящим в состав источника тепловой энергии (электростанции) как структурное подразделение.

В состав ОЭТС на правах структурного подразделения могут входить источники тепловой энергии.

Принципы организации эксплуатации тепловых сетей и распределение функций между структурными подразделениями определяет АО-энерго.

1.3.2. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, эксплуатирует тепловые сети, находящиеся на ее балансе, в пределах границ обслуживания, установленных между ОЭТС и источником тепловой энергии, с одной стороны, и потребителями тепловой энергии, с другой, а также осуществляет технический контроль за режимами эксплуатации тепловых сетей и тепловых пунктов промышленных и жилищно-коммунальных потребителей без права вмешательства в хозяйственную деятельность потребителей.

Разграничение ответственности между ОЭТС и потребителями тепловой энергии определяется договорами теплоснабжения, заключенными между ними.

1.3.3. Внутристанционные теплофикационные трубопроводы и коллекторы электростанций до границ их раздела с внешними тепловыми сетями, а также тепловые сети промплощадок электростанций эксплуатируются персоналом электростанций, которому надлежит при этом руководствоваться требованиями [1], [2], [11], [12] и данной Типовой инструкции.

2. ВЗАИМООТНОШЕНИЯ ОЭТС С ПОТРЕБИТЕЛЯМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

2.1. Общие положения

2.1.1. Правовые, организационные, экономические взаимоотношения ОЭТС и потребителей тепловой энергии определяются [10], [13] и договорами теплоснабжения.

2.1.2. Отпуск тепловой энергии потребителям осуществляется только на основании договоров теплоснабжения.

2.2. Выдача разрешений, технических условий на присоединение потребителей тепловой энергии к тепловым сетям ОЭТС, согласование проектов, осуществление надзора за их выполнением

2.2.1. Разрешение и технические условия на присоединение новых потребителей тепловой энергии к тепловым сетям ОЭТС или

на увеличение тепловой нагрузки, расходов теплоносителя и количества потребляемой тепловой энергии на действующих объектах или изменение назначения существующих объектов независимо от их балансовой принадлежности заказчик или потребитель получает у ОЭТС на основании утвержденной местным органом исполнительной власти схемы теплоснабжения.

В технических условиях указывается срок их действия, который устанавливается на основании действующих нормативных документов, определяющих продолжительность проектирования и строительства предприятия, здания, сооружения, его очереди или отдельного производства. Форма разрешения и технических условий приведена в приложении 2.

2.2.2. Для получения разрешения и технических условий на присоединение заказчик или потребитель должен подать заявку и представить в ОЭТС техдокументацию в соответствии с требованиями [13].

2.2.3. В заявке на получение разрешений и технических условий заказчик или потребитель должен указать наименование и месторасположение объекта, сроки ввода его в эксплуатацию, предварительные расчетные тепловые нагрузки по видам потребления и режимы теплопотребления, требования к надежности теплоснабжения (допустимая продолжительность, время года и условия перерывов подачи теплоносителей), требования к качеству тепловой энергии и теплоносителей.

2.2.4. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, разрабатывает и передает технические условия заказчику или потребителю в месячный срок. Требования технических условий на подключение к тепловым сетям ОЭТС является частью задания на проектирование предприятий, зданий, сооружений и отдельных производств.

2.2.5. В технических условиях на присоединение объекта к тепловым сетям ОЭТС указываются:

а) источник теплоснабжения и точки присоединения к тепловым сетям основного и резервного вводов;

б) значения присоединенных расчетных тепловых нагрузок (максимальные часовые и среднечасовые) с разбивкой по видам теплоносителя (горячая вода, пар различных параметров) и видам теплопотребления (отопление, вентиляция, кондиционирование, технология, горячее водоснабжение) с учетом перспективных нагрузок;

в) максимальные расчетные и среднечасовые расходы теплоносителей, в том числе с водоразбором из тепловой сети (при открытой схеме теплоснабжения);

г) параметры (давления и температуры) теплоносителей и пределы их отклонений, качество теплоносителей, гидравлический и тепловой режимы в точках присоединения основного и резервного вводов с учетом роста нагрузок в системе централизованного теплоснабжения (расходы, давления, включая статическое, температуры теплоносителя), а при теплоносителе горячая вода — также метод и график центрального регулирования отпуска тепловой энергии в систему централизованного теплоснабжения;

д) при необходимости обоснованные требования к увеличению пропускной способности существующей сети, производительности подогревательной установки, расширению или реконструкции водоподготовительной установки и установки по очистке конденсата на источнике тепловой энергии или у потребителя;

е) количество, качество и режим откачки возвращаемого конденсата, требования к его очистке у потребителя;

ж) необходимость использования тепловых вторичных энергетических ресурсов и собственных источников тепловой энергии на предприятии;

з) необходимость сооружения у потребителя резервного источника тепловой энергии или резервной тепломагистрали к потребителю с учетом требований к надежности его теплоснабжения;

и) требования к установке приборов коммерческого учета количеств тепловой энергии и теплоносителей, а также приборов контроля качества тепловой энергии и режимов теплопотребления, к диспетчеризации системы централизованного теплоснабжения либо к диспетчерской телефонной связи с ОЭТС, к автоматизации и защите оборудования потребителей от гидроударов и т.п. ;

к) границы балансовой принадлежности тепловых сетей и эксплуатационной ответственности ОЭТС и потребителя.

2.2.6. Разрешения и технические условия на присоединение должны регистрироваться в специальной книге, которая вместе с копиями ранее выданных разрешений должна храниться в ОЭТС.

2.2.7. Выполнение технических условий, разработанных ОЭТС, является обязательным для потребителей и заказчиков.

Организация, эксплуатирующая тепловые сети, несет ответственность перед потребителями за выполнение требований технических условий на присоединение.

2.2.8. Разногласия, возникающие по техническим условиям, регулируются сторонами в соответствии с [13].

2.2.9. До начала строительных работ на объекте потребитель или заказчик с участием проектной организации должен представить в ОЭТС для согласования соответствующие разделы проекта и рабочие чертежи в требуемом объеме.

2.2.10. При рассмотрении рабочих чертежей необходимо проверять соответствие принятых проектных решений техническим условиям, СНиП и [14].

При отсутствии замечаний по представленному проекту на чертежах ставится штамп "Согласовано" с указанием даты и номера согласования по книге регистрации проектов.

2.2.11. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, принимает участие в техническом надзоре за строительством тепловых сетей и тепловых пунктов систем теплопотребления потребителей.

2.2.12. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, обязана обеспечить подключение потребителя к тепловой сети в срок, установленный в технических условиях, после выполнения технических условий в полном объеме.

2.2.13. До пуска в эксплуатацию принадлежащих заказчику (потребителю) новых тепловых сетей и систем теплопотребления должны быть проведены их приемо-сдаточные испытания и они должны быть приняты заказчиком (потребителем) от монтажной организации по акту. После этого потребитель обязан предъявить по объектам жилищно-гражданского строительства представителю ОЭТС, а по объектам промышленности — представителю Госэнергонадзора РФ проектную, рабочую исполнительную документацию, а также предъявить абонентские тепловые сети и системы теплопотребления для осмотра и допуска в эксплуатацию.

2.2.14. Если вновь смонтированные тепловые сети потребителя передаются на баланс или обслуживание ОЭТС, техническую приемку от монтажной организации потребитель должен проводить совместно с ОЭТС. Условия участия в приемке представителя ОЭТС должны быть оговорены в технических условиях.

2.3. Права и обязанности сторон

2.3.1. Подача теплоносителя в новые тепловые сети и теплопотребляющие установки производится при наличии акта допуска их в эксплуатацию и после заключения договора теплоснабжения, проверки и установки расчетных (коммерческих) приборов учета.

2.3.2. Ответственность за техническое состояние и обслуживание тепловых сетей и сооружений на них, а также условия отпуска и потребления тепловой энергии (теплоносителей) устанавливаются по границе эксплуатационной ответственности между ОЭТС и потребителем, которая должна быть зафиксирована в договоре теплоснабжения. При отсутствии соглашения о границе эксплуатационной ответственности последняя определяется балансовой принадлежностью.

2.3.3. Договор теплоснабжения является юридическим документом, регламентирующим взаимоотношения ОЭТС с потребителем.

По договору теплоснабжения ОЭТС обязуется подавать потребителю через присоединенную тепловую сеть тепловую энергию (и теплоносители), а потребитель обязуется оплачивать принятую энергию (и теплоносители), а также соблюдать предусмотренный договором режим ее потребления, обеспечивать безопасность эксплуатации находящихся в его ведении тепловых сетей и исправность используемых им приборов и оборудования, связанных с потреблением тепловой энергии.

2.3.4. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, как ответственный представитель теплоснабжающей организации обязана:

а) заключать с потребителем договор теплоснабжения в соответствие с гражданским законодательством;

б) обеспечивать подачу потребителю тепловой энергии и теплоносителей в количестве и с показателями качества в соответствии с договором теплоснабжения;

в) поддерживать температуру сетевой воды в подающем трубопроводе на границе эксплуатационной ответственности в соответствии с приложенным к договору температурным графиком, не допуская отклонений среднесуточной температуры более, чем указано в договоре; если в договоре не указаны допустимые отклонения, то они должны приниматься равными ±3%; в периоды снижения температуры наружного воздуха ниже расчетной для проектирования систем отопления температура сетевой воды в подающем трубопроводе должна поддерживаться на уровне ее значений для расчетной температуры наружного воздуха;

г) поддерживать давления сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах на границе эксплуатационной ответственности в соответствии с договором при условии непревышения потребителем установленного договором расхода сетевой воды в подающем трубопроводе и непревышения договорных значений водоразбора из сети (при открытой схеме), нормативных и сверхнормативных утечек и сливов из сети;

д) поддерживать давление и температуру пара на границе эксплуатационной ответственности в соответствии с договором; если в договоре не оговорены пределы отклонений давления и температуры пара, то эти отклонения принимаются равными ±5% договорных значений (при условии, что давление и температура не превышают договорных значений);

е) разрабатывать гидравлические и тепловые режимы для системы централизованного теплоснабжения в целом до границ эксплуатационной ответственности между ОЭТС и потребителями;

ж) обеспечивать качество сетевой воды и воды для подпитки тепловых сетей, установленное [1];

з) обеспечивать качество пара в соответствии с договором;

и) оперативно извещать потребителей (абонентов) о нарушениях, связанных с перерывом или ограничением теплоснабжения, их причинах и сроках восстановления нормального режима.

2.3.5. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, как ответственный представитель теплоснабжающей организации имеет право:

а) отключить и опломбировать самовольно присоединенную к ее тепловым сетям теплопотребляющую установку и предъявить к их владельцу претензии и санкции, установленные законодательством;

б) полностью или частично прекратить подачу потребителю теплоносителя с предупреждением в сроки, установленные договором, в случаях:

потребления тепловой энергии и теплоносителя без договора теплоснабжения;

присоединения теплопотребляющих установок помимо приборов учета тепловой энергии и теплоносителя или нарушения схем учета;

неудовлетворительного состояния теплопотребляющих установок и тепловых сетей, угрожающего аварией в СЦТ, пожаром и создающего угрозу жизни обслуживающего персонала, населения;

в) по согласованию с потребителем прекращать подачу ему теплоносителя с целью проведения неплановых ремонтов тепловых сетей, а также для подключения новых потребителей;

порядок согласования времени и продолжительности отключений указывается в договоре по теплоснабжению;

г) предупредив потребителя не менее чем за одни сутки, ограничить ему подачу тепловой энергии путем сокращения расхода теплоносителя в случаях:

увеличения присоединенной нагрузки (расхода теплоносителя) сверх установленной договором;

снижения возврата конденсата по сравнению со значением, предусмотренным договором. При этом снижение количества подаваемого пара должно быть не больше невозврата конденсата;

д) отключить потребителя при аварийных ситуациях с последующим сообщением ему о причинах и продолжительности отключения;

е) требовать сокращения расходов сетевой воды до установленных договором теплоснабжения пределов в случаях, когда абонент

не охлаждает сетевую воду на значение, указанное в договоре, или превышает среднесуточную температуру обратной сетевой воды при соблюдении ОЭТС среднесуточной температуры в подающем трубопроводе на границе эксплуатационной ответственности.

При невыполнении этого требования вводить принудительное ограничение расхода до значения, указанного в договоре. В этом случае ОЭТС не несет ответственности за снижение давления сетевой воды в сети потребителя и за нарушения режимов работы его системы теплопотребления;

ж) не производить подачу теплоносителя при отсутствии утвержденного техническим руководителем потребителя акта готовности тепловых сетей и систем теплопотребления потребителя для надежной и безопасной их работы в предстоящий отопительный период с учетом мероприятий, рекомендованных ОЭТС. При несогласии потребителя с рекомендованными мероприятиями вопрос выносится на решение в органы Госэнергонадзора РФ.

2.3.6. Потребитель тепловой энергии имеет право:

а) заключить договор теплоснабжения с ОЭТС, к тепловым сетям которой присоединены его теплопотребляющие установки и тепловые сети; условия теплоснабжения определяются сторонами при заключении договора;

б) предлагать изменения договорных значений тепловой нагрузки (мощности), максимальных часовых расходов теплоносителей, потребления тепловой энергии и теплоносителей на условиях и в сроки, установленные договором;

в) требовать проверки приборов коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителей, принадлежащих ОЭТС, и их замены при обнаружении неисправностей.

2.3.7. Потребитель тепловой энергии обязан:

а) соблюдать установленные договором режимы теплопотребления (максимальные часовые и среднесуточные расходы теплоносителей, разность температур в подающем и обратном трубопроводах сетевой воды или температуру обратной сетевой воды, возвращать сетевую воду и конденсат соответствующего качества и количества);

б) выполнять оперативные указания ОЭТС по режимам потребления тепловой энергии и теплоносителей;

в) вести коммерческий учет потребляемой тепловой энергии, теплоносителей и тепловой нагрузки (мощности), если последняя предусмотрена утвержденными тарифами и указана в договоре;

г) оперативно сообщать ОЭТС обо всех нарушениях и неисправностях в работе средств измерения на коммерческих узлах учета тепловой энергии и теплоносителей;

д) осуществлять согласованные с ОЭТС меры по предотвращению повреждений тепловых сетей и теплопотребляющих установок, предусматривать возможность снижения расхода тепловой энергии и теплоносителя для всех систем отопления и вентиляции (кроме больниц, детских учреждений, жилых зданий и т.п.) в ночное, а также в нерабочее время, праздничные и выходные дни до согласованного с ОЭТС уровня.

Примечание. При технической возможности допускается по согласованию с потребителями централизованное снижение параметров теплоносителя (горячей воды) на источнике тепловой энергии;

е) ежегодно до начала отопительного периода разрабатывать по промышленным предприятиям и представлять в ОЭТС мероприятия по ограничению потребления тепловой энергии и теплоносителей для условий возникновения дефицита тепловой мощности на источниках тепловой энергии (сводные графики составляются ОЭТС и утверждаются АО-энерго и местными органами исполнительной власти); обеспечивать исполнение графика ограничений по указанию ОЭТС;

ж) по предложению ОЭТС присоединять к своим тепловым сетям других потребителей, если это было предусмотрено техническими условиями, выданными ОЭТС и договором;

з) соблюдать требования действующих нормативно-технических документов по охране тепловых сетей, не допускать утечек и водоразбора сетевой воды, не предусмотренных договором;

и) извещать ОЭТС об отключении и ремонте тепловых сетей и теплопотребляющих установок при их повреждении с указанием причин и времени отключения. При аварийном прекращении циркуляции сетевой воды

в системе теплоснабжения, когда температура наружного воздуха ниже 0°С, после сообщения ОЭТС ориентировочного времени перерыва и по согласованию с ней производить дренирование сетевой воды из систем теплопотребления для предотвращения ее замерзания;

к) включать отремонтированные системы теплопотребления после планового капитального ремонта, а также новые объекты только с разрешения ОЭТС при наличии акта готовности или акта приемки государственной комиссией;

л) беспрепятственно пропускать в любое время суток на тепловой ввод должностных лиц ОЭТС по их служебным документам для контроля за режимом теплопотребления; в случае, если потребитель препятствует допуску представителей ОЭТС на тепловой ввод, ОЭТС имеет право, предупредив потребителя, ограничить ему подачу теплоносителя вплоть до полного прекращения теплоснабжения;

м) допускать на территорию предприятия персонал ОЭТС для производства предварительно согласованных работ по ремонту и сооружению тепловых сетей и аварийных работ;

н) выполнять в согласованные сроки предписания представителей ОЭТС об устранении недостатков в устройстве и эксплуатации средств измерений на узлах коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителей и контроля режимов потребления тепловой энергии и теплоносителей;

о) иметь исполнительные чертежи и паспорта всех тепловых сетей и теплопотребляющих установок, а также производственные инструкции по их эксплуатации;

п) иметь подготовленный, аттестованный и назначенный приказом персонал для обслуживания систем теплопотребления;

р) обеспечивать своевременное извещение ОЭТС для участия ее представителей в надзоре за сооружением и ремонтом тепловых сетей и тепловых пунктов систем теплопотребления.

3. ПРИМЕРНАЯ СТРУКТУРА ОРГАНИЗАЦИИ, ЭКСПЛУАТИРУЮЩЕЙ ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ В АО-энерго, ФУНКЦИИ ВХОДЯЩИХ В НЕЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ. ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

3.1. По структурному построению ОЭТС в АО-энерго может состоять из административно-управленческой части, включающей руководящий персонал и функциональные отделы, и из производственно-технической части, включающей производственные службы (отделы, группы) и эксплуатационные районы или участки.

3.2. Производственные подразделения ОЭТС создаются в зависимости от местных условий и производственной необходимости.

К производственным подразделениям, которые могут создаваться в ОЭТС, относятся: эксплуатационный район; служба измерений, наладки и испытаний — СИНИ; служба электрохозяйства; служба ремонтов; подразделение (служба, отдел, группа) защиты тепловых сетей от коррозии — ПЗК; производственно-технический отдел — ПТО; диспетчерская служба.

Как отдельные подразделения при необходимости могут выделяться: подразделение диагностики (ее функции может выполнять СИНИ); подразделение механизации и транспорта; подразделение перспективного развития; подразделение работы с потребителями и сбыта тепловой энергии и др.

Конкретные функции подразделений устанавливаются руководством ОЭТС.

Функции, которые могут выполнять отдельные подразделения, приведены в последующих пунктах.

3.3. Основной производственной единицей ОЭТС является эксплуатационный район. На эксплуатационный район могут возлагаться следующие функции:

оперативное управление и техническое обслуживание собственных тепловых сетей;

осуществление технического надзора за строительством новых и реконструируемых тепловых сетей и сооружений, а также за проведением их капитального ремонта; осуществление приемки их в эксплуатацию;

участие в организации и проведении ремонтов оборудования и сооружений;

проведение совместно со службой СИНИ испытаний тепловых сетей;

проведение периодического технического освидетельствования трубопроводов (наружных осмотров и гидравлических испытаний);

участие в наладке гидравлических и тепловых режимов тепловых сетей и совместно с потребителями тепловых пунктов потребителей;

организация и проведение аварийно-восстановительных работ;

осуществление регулирования подачи теплоносителя потребителям;

осуществление контроля за техническим состоянием и исправностью трубопроводов, тепловых пунктов и другого оборудования, находящихся на балансе потребителей, а также эксплуатационными режимами работы тепловых пунктов без права вмешательства в хозяйственную деятельность потребителя.

3.4. Служба измерений, наладки и испытаний:

оперативное и техническое обслуживание, наладка и ремонт устройств авторегулирования и средств измерения, находящихся на балансе ОЭТС; согласование проектов, схем проведения испытаний и приемка законченных строительством объектов в части средств измерения (СИ) и автоматики, в том числе приборов коммерческого учета (своих и потребителя);

эксплуатационное и ремонтное обслуживание средств вычислительной техники и диспетчерского управления (для выполнения данной функции может быть организовано отдельное подразделение);

оказание технической помощи потребителям в наладке устройств авторегулирования и коммерческого учета (на договорной основе);

совместное с эксплуатационными районами проведение испытаний тепловых сетей, работ по приборной диагностике теплопроводов и оборудования;

надзор за состоянием собственных СИ (см. п. 7.35), контроль за соблюдением установленной периодичности поверки коммерческих СИ, а также СИ, используемых для контроля качества тепловой энергии и режимов теплопотребления, в том числе принадлежащих потребителям;

разработка порядка ведения учета количеств тепловой энергии и теплоносителей и контроля качества тепловой энергии и режимов теплопотребления при нештатных ситуациях на узлах учета тепловой энергии (в том числе и на узлах учета потребителей);

калибровка контрольно-измерительных приборов, относящихся к разряду индикаторов.

3.5. Служба электрохозяйства:

осуществление технического обслуживания и ремонта электрооборудования тепловых сетей, насосных станций, средств диспетчерского и технологического управления, телемеханики, средств релейной защиты и электроавтоматики, электроизмерительных приборов;

согласовывание проектов в части электрооборудования, ТЗ на проектирование электрооборудования, программ испытаний; участие в приемке электрооборудования объектов;

регистрация и анализ причин повреждений электрооборудования и материалов по его техническому состоянию.

3.6. Служба ремонтов:

организация и проведение совместно с эксплуатационным районом отдельных видов текущих и капитальных ремонтов оборудования, зданий и сооружений тепловых сетей, работ по ликвидации последствий технологических нарушений и аварий;

организация изготовления требуемых для замены деталей, запасных частей и узлов трубопроводов, оборудования, средств малой механизации, автотранспорта и спецмеханизмов или размещение заказов на них в других организациях;

обеспечение производственных подразделений и диспетчерской службы специальным автотранспортом и механизмами.

3.7. Подразделение по защите тепловых сетей от коррозии:

контроль коррозионного состояния трубопроводов тепловых сетей;

проведение электрических измерений для определения коррозионной агрессивности грунтов по трассе тепловой сети и для определения характера влияния блуждающих токов на трубопроводы тепловых сетей;

выполнение эксплуатационного обслуживания установок электрохимической защиты (ЭХЗ) на тепловых сетях;

осуществление систематического контроля интенсивности внутренней коррозии на трубопроводах водяных тепловых сетей и конденсатопроводах с помощью индикаторов коррозии, устанавливаемых в характерных точках;

организация проектирования защиты от коррозии тепловых сетей, согласование проектов защиты, осуществление технического надзора за строительно-монтажными работами, участие в пусконаладочных работах установок ЭХЗ;

осуществление приемки в эксплуатацию защитных покрытий и установок ЭХЗ на тепловых сетях;

регистрация и анализ причин коррозионных повреждений тепловых сетей.

3.8. Производственно-технический отдел:

разработка технической политики предприятия по всем вопросам эксплуатации, ремонта и развития тепловых сетей;

организационные вопросы технического обслуживания и ремонтов тепловых сетей;

анализ показателей отпуска и потребления тепловой энергии и теплоносителей, исходя из данных первичного учета;

рассмотрение проектно-сметной документации вновь строящихся тепловых сетей, контроль и приемка исполнительных чертежей, паспортов трубопроводов, подготовка технических условий на присоединение;

вопросы перспективного развития системы централизованного теплоснабжения (совместно с подразделением перспективного развития, если таковое предусмотрено);

рассмотрение и согласование программ испытаний теплофикационного оборудования источника тепловой энергии, тепловых сетей, тепловых пунктов и систем теплопотребления, а также наладка системы централизованного теплоснабжения;

организация сбора и анализ сведений по техническому состоянию тепловых сетей на основе представляемых другими подразделениями ОЭТС данных о повреждаемости, выявленных дефектах, результатах приборного контроля, наружных осмотрах, опрессовках, эксплуатационных испытаниях и т.п. ;

подготовка сведений технического и технико-экономического характера по государственной статистической и отраслевой отчетности;

разработка мероприятий по повышению эффективности работы оборудования и СЦТ в целом на основе периодически составляемых энергетических характеристик тепловых сетей в соответствии с [1] (п. 1.4.3), результатов энергетических обследований, данных приборного учета и т.п. ;

руководство работами по составлению и пересмотру инструкций, положений, схем;

организация обучения и подготовки кадров;

вопросы новой техники, изобретений и рационализаторских предложений.

3.9. Диспетчерская служба ОЭТС:

осуществление оперативного управления работой системы централизованного теплоснабжения в целом;

установление тепловых и гидравлических режимов системы централизованного теплоснабжения;

руководство технологическими процессами при ликвидации аварий (технологических нарушений) в тепловых сетях;

участие в составлении графиков ремонтов и испытаний тепловых сетей.

Диспетчерская служба ОЭТС административно подчиняется непосредственно главному инженеру ОЭТС, а оперативно — диспетчерской службе энергосистемы.

Диспетчерская служба ОЭТС может включать группу режимов и оперативную группу.

Группа режимов разрабатывает рациональные режимы системы централизованного теплоснабжения, составляет оперативные схемы, графики температур, давлений и расходов, анализирует выполнение графиков и заданных режимов, составляет карты уставок технологических защит и регуляторов в тепловых сетях.

В состав оперативной группы диспетчерской службы ОЭТС входят: центральный диспетчерский пункт, находящиеся в его оперативном подчинении дежурные инженеры районов (районные диспетчерские пункты) и диспетчеры в производственных службах, обеспечивающие круглосуточное функционирование ОЭТС.

3.10. В оперативном управлении диспетчерской службы ОЭТС находятся магистральные и распределительные тепловые сети, насосно-подкачивающие станции, паро- и конденсатопроводы.

В оперативном ведении диспетчерской службы ОЭТС находятся теплофикационные установки источников тепловой энергии и через районные диспетчерские пункты — все тепловые пункты потребителей, получающих тепловую энергию от ОЭТС.

3.11. Техническая документация

3.11.1. В каждой ОЭТС на основании Типовой инструкции и других руководящих документов должны быть составлены местные должностные и эксплуатационные инструкции применительно к конкретным условиям эксплуатации. Перечень местных инструкций, подлежащих составлению, устанавливается и утверждается главным инженером ОЭТС. Ориентировочный перечень местных инструкций приведен в приложении 3.

3.11.2. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, должна иметь техническую документацию на оборудование, находящееся на ее балансе, которое она эксплуатирует, а также техническую документацию на оборудование, за которым ОЭТС осуществляет технический контроль, включая тепловые сети, эксплуатируемые потребителями.

Указанная документация должна включать:

паспорта тепловых сетей (см. приложение 4), подкачивающих насосных станций (см. приложение 5), баков-аккумуляторов горячей воды с приложением к паспортам сертификатов, документов на сварку, актов промежуточной и окончательной приемки в эксплуатацию;

эксплуатационные схемы тепловых сетей, тепловых камер, насосных станций, баков-аккумуляторов;

проектную и исполнительную документацию на обслуживаемые тепловые сети;

списки всех потребителей тепловой энергии с указанием нагрузок по каждому виду теплопотребления (отопление, вентиляция, горячее водоснабжение, технология), параметров теплоносителя в системах теплопотребления, схем присоединения на тепловых пунктах систем отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха, горячего водоснабжения, технологических нагрузок, с указанием местоположения и функций авторегуляторов; перечень тепловых камер с секционирующей запорной арматурой.

3.11.3. Паспорта тепловых сетей, насосных станций, баков-аккумуляторов, а также все приложения к ним и документация, перечисленная в п. 3.11.2, должны отражать фактическое состояние оборудования с учетом всех текущих изменений и дополнений, вносимых в процессе эксплуатации. Все изменения должны вноситься в паспорта немедленно после реконструкции или капитального ремонта.

Ежегодно под руководством ПТО персонал эксплуатационного района должен составлять и выверять все паспорта по состоянию на 1 января текущего года. Паспорта должны храниться в эксплуатационном районе ОЭТС.

3.11.4. Техническая документация на оборудование, находящееся на балансе других предприятий и организаций, согласно перечню, приведенному в п. 3.11.2, должна находиться на этих предприятиях и организациях.

3.11.5. На диспетчерском пункте ОЭТС должна вестись следующая оперативная и техническая документация (см. табл. 1.1 [1]):

оперативный журнал;

журнал распоряжений;

журналы заявок на вывод из работы или резерва оборудования тепловых сетей и источников тепловой энергии;

суточные ведомости ежечасных показаний приборов на выводных коллекторах источника тепловой энергии и в тепловых сетях ОЭТС;

суточные диспетчерские графики режима работы СЦТ;

журнал химических анализов сетевой и подпиточной воды;

журнал телефонограмм и обращений потребителей;

журнал записи давлений в контрольных точках сети и на насосно-подкачивающих станциях;

графики дежурств диспетчеров ОЭТС;

журнал записи суточных и месячных прогнозов гидрометеорологической службы и фактических температур наружного воздуха;

оперативная и исполнительная схемы трубопроводов тепловых сетей;

утвержденная карта уставок технологических защит и средств авторегулирования на оборудовании тепловой сети.

3.11.6. Оперативные схемы, находящиеся в диспетчерском пункте ОЭТС, должны отражать фактическое состояние тепловой сети, насосно-подкачивающих станций и теплоприготовительного оборудования источников тепловой энергии в данное время (находятся в работе, в резерве или в ремонте) и положение запорной арматуры (открыта, закрыта).

3.11.7. Суточный график режимов работы СЦТ должен составляться диспетчерской службой ОЭТС на основании прогноза погоды на следующие сутки, выданного местной гидрометеорологической службой. В графике должны быть указаны:

суточный и часовой расходы пара и сетевой воды по каждому источнику тепловой энергии;

температуры и давления в подающем и обратном трубопроводах, отходящих от источника тепловой энергии по каждому выводу за приборами учета.

3.11.8. Между диспетчером ОЭТС, дежурными инженерами эксплуатационных районов, начальниками смен источников тепловой энергии, дежурными по неавтоматизированным насосно-подкачивающим станциям на тепловой сети должна быть прямая телефонная или другая связь.

3.11.9. Ни один элемент теплофикационного оборудования источника тепловой энергии и оборудования тепловой сети не может быть выведен из работы или резерва без разрешения диспетчерской службы ОЭТС, кроме случаев, явно угрожающих безопасности людей и сохранности оборудования. О произведенных аварийных переключениях диспетчер ОЭТС должен быть немедленно извещен.

Вывод из работы и резерва теплофикационного оборудования источника тепловой энергии или оборудования тепловой сети независимо от наличия утвержденного плана должен оформляться заявкой (см. приложение 6), подписанной соответственно главным инженером источника тепловой энергии или начальником эксплуатационного района.

3.11.10. Заявки, не влияющие на выполнение диспетчерского графика, подаются накануне дня вывода оборудования до 12 ч; заявки, вызывающие изменение диспетчерского графика, подаются за 2-4 дня до начала работ.

Разрешение на вывод оборудования из работы и резерва дает главный инженер ОЭТС или начальник диспетчерской службы ОЭТС, о чем диспетчер сообщает начальнику смены источника тепловой энергии и дежурному инженеру эксплуатационного района ОЭТС накануне дня проведения работ до 15 ч.

Заявки на отключение магистралей, вызывающие изменения режима работы источника тепловой энергии — электростанции, связанные с выработкой электроэнергии, подаются диспетчеру энергосистемы за подписью главного инженера ОЭТС или начальника диспетчерской службы ОЭТС.

3.11.11. Вывод оборудования из работы и резерва и его испытания могут выполняться только после распоряжения дежурного диспетчера ОЭТС, отданного непосредственно перед самым выводом или перед началом испытаний.

Если по какой-либо причине оборудование не было отключено в назначенный срок, то время, выделенное на ремонт или испытания, сокращается. Во всех случаях срок включения оборудования остается прежним.

Продлить срок заявки может только главный инженер ОЭТС или в случае отключения оборудования источника тепловой энергии (электростанции), связанного с выработкой электроэнергии, главный инженер энергосистемы.

3.11.12. Обо всех отключениях или переключениях теплофикационного оборудования источника тепловой энергии неаварийного характера, связанных с прекращением подачи тепловой энергии потребителям или с изменением параметров теплоносителя (расход, температура, давление), потребители тепловой энергии должны быть уведомлены в соответствии с п. 2.3.5. Порядок уведомления должен быть зафиксирован в договоре на теплоснабжение.

4. ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, ТЕХНИЧЕСКОГО НАДЗОРА ЗА СТРОИТЕЛЬСТВОМ, РЕКОНСТРУКЦИЕЙ И КАПИТАЛЬНЫМ РЕМОНТОМ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ПРИНАДЛЕЖАЩИХ ОЭТС И ПРИЕМКА ИХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

4.1. Общие положения

4.1.1. Для разработки проекта на строительство, реконструкцию или капитальный ремонт тепловых сетей, принадлежащих ОЭТС, заказчик (ОЭТС) выдает проектной организации задание на проектирование в соответствии с [42]. Форма технического задания приведена в приложении 26.

Вместе с заданием на проектирование ОЭТС (заказчик) выдает проектной организации технические условия на присоединение проектируемого объекта (см. п. 2.2.5, а, б, в, г).

В задании на проектирование указываются также особые требования и условия проектирования.

4.1.2. Строительство собственных тепловых сетей проводится под техническим надзором ОЭТС.

Технический надзор за строительством собственных тепловых сетей должен организовывать начальник эксплуатационного района ОЭТС или специально выделенные для этих целей работники ОЭТС с привлечением специалистов служб ОЭТС.

4.1.3. В функции технического надзора входят контроль за качеством выполняемых работ и соответствием применяемых материалов и оборудования утвержденному проекту, промежуточные испытания и пооперационная приемка сооружений.

4.1.4. Если работы ведутся в зоне действующих тепловых сетей, строительная организация не позднее чем за 5 дн до начала строительства тепловых сетей обязана известить ОЭТС или соответствующий эксплуатационный район ОЭТС о начале работ, согласовать порядок производства работ и представить график производства работ.

4.1.5. Строительная организация обязана вызвать представителя ОЭТС, осуществляющего технический надзор за строительством, и предъявить ему на осмотр, заключение и промежуточную приемку до начала работ по следующей операции все элементы строящихся тепловых сетей.

4.1.6. Промежуточной приемке, оформляемой актами, подлежат:

разбивка трассы тепловой сети;

устройство оснований для прокладки теплопроводов;

укладка трубопроводов;

сварка трубопроводов и закладных частей сборных конструкций;

результаты контроля качества сварных соединений;

тепловая изоляция трубопроводов;

монтаж строительных конструкций (каналов, камер), заделка и омоноличивание стыков;

устройство попутных дренажей;

гидроизоляция строительных конструкций;

устройство установок электрохимической защиты;

армирование неподвижных опор;

растяжка компенсаторов;

ревизия и испытания арматуры;

сальниковые и сильфонные компенсаторы;

обратная засыпка траншей и котлованов;

очистка внутренней полости труб;

укладка футляров;

промывка трубопроводов;

дезинфекция трубопроводов открытых систем теплоснабжения и повторная промывка;

гидравлическое испытание трубопроводов;

монтаж, опробование и испытание электротехнического оборудования, средств измерения, автоматики и телемеханики, средств защиты;

монтаж и испытание грузоподъемных механизмов.

Приемка указанных работ, проведенные испытания и промывка трубопроводов оформляются актами по формам, приведенным в приложениях 7-14.

4.1.7. При промежуточной приемке тепловых сетей представитель ОЭТС, осуществляющий технический надзор, должен проверить:

а) соответствие привязок трассы в натуре;

б) величину заглубления строительных конструкций и правильность направления уклонов каналов;

в) качество применяемого сборного железобетона; марку бетона, применяемого для монолитных конструкций и заполнения стыков, соответствие проекту арматуры в железобетонных опорах и камерах;

г) сертификаты на трубы (до начала монтажа), качество (отсутствие повреждений) применяемых труб и их размеры, прямолинейность оси трубопровода, размещение кареток подвижных опор в соответствии с размещением неподвижных опор и компенсаторов, уклоны труб и монтажные боковые сдвиги в соответствии с проектом, чистоту труб изнутри;

д) сертификаты на применяемые электроды (выборочно), удостоверения сварщиков, результаты испытаний сварных стыков трубопроводов, качество всех сварных стыков трубопроводов и опор путем наружного осмотра;

е) соответствие проекту антикоррозионного покрытия на трубах и стыках (вид, марка материалов, число слоев), качество покрытия (контроль качества включает наружный осмотр, контроль сплошности, проверку адгезии, определение толщины покрытия и должен проводиться согласно требованиям [5]);

ж) соответствие проекту и качество выполнения теплоизоляционных конструкций на трубопроводах, качество теплоизоляции сварных швов;

з) направление уклонов дренажных труб, наличие выпусков из каналов и дренажей в водосток, соответствие проекту сооруженных дренажных насосных и дренажных емкостей;

и) качество выполнения гидроизоляции днища, боковых поверхностей и перекрытий каналов и камер, заделки бетоном металлических конструкций камер; соответствие проекту марки мастики, применяемой для гидроизоляции;

к) правильность предварительной растяжки П-образных и сильфонных компенсаторов, соответствие значения растяжки проектному; качество сальниковых компенсаторов, отсутствие перекоса при монтаже, наличие и значение монтажного зазора; соответствие проекту технических характеристик сильфонных компенсаторов, отсутствие повреждений гофрированного элемента;

л) соответствие проекту устанавливаемой запорной и регулирующей арматуры, ее качество, наличие сертификатов; наличие и данные актов на ревизию и испытание арматуры; расстановку контрольно-измерительных приборов, их соответствие параметрам теплоносителя; качество установки гильз и штуцеров;

м) качество очистки каналов и камер от строительного мусора и грязи;

н) соответствие проекту и качество оборудования контрольно-измерительных пунктов для контроля за значением потенциалов блуждающих токов (в соответствии с [5]);

о) качество засыпки траншей и котлованов, пригодность применяемого для засыпки грунта, качество планировки трассы и ее соответствие проектным отметкам и уклонам.

4.1.8. Представитель ОЭТС, осуществляющий технический надзор, обязан присутствовать при проведении промывки и гидравлической опрессовки тепловой сети.

4.1.9. Организацию, подготовку и проведение предварительных и окончательных испытаний тепловой сети, промывку тепловой сети, комплексное опробование и наладку оборудования должна осуществлять строительная организация.

Промывка трубопроводов тепловых сетей диаметром до 500 мм включительно следует производить гидропневматическим способом, руководствуясь [16].

Дезинфекцию трубопроводов тепловых сетей (для открытых систем теплоснабжения) следует производить согласно [17], [18] и [53].

4.1.10. Приемка в эксплуатацию тепловых сетей, законченных строительством, осуществляется в соответствии с [19] и [1].

4.1.11. Вновь построенные, прошедшие реконструкцию и капитальный ремонт тепловые сети и сооружения на них должны быть выполнены в соответствии с проектной документацией, согласованной с ОЭТС, должны удовлетворять требованиям ПТЭ, а также должны быть обеспечены технической и приемосдаточной документацией в требуемом объеме согласно [19].

4.1.12. Приемка законченных строительством установок ЭХЗ от наружной коррозии

трубопроводов тепловых сетей производится в соответствии с указаниями [5], [6] и [19]. Установки ЭХЗ тепловых сетей вводятся в эксплуатацию после завершения пусконаладочных работ и комплексного опробования в течение 72 ч.

4.1.13. Установки ЭХЗ принимаются в эксплуатацию приемочной комиссией, назначаемой заказчиком (ОЭТС). В состав комиссии входят представители заказчика (ОЭТС), организации, на баланс которой будут переданы построенные установки ЭХЗ, строительно-монтажной организации и проектной организации.

4.1.14. Заказчик (ОЭТС) предъявляет приемочной комиссии: проектную документацию на установки ЭХЗ; акты приемки выполненных строительно-монтажных работ (типовые формы см. в [5]); исполнительные чертежи и схемы с нанесением зоны действия защитных установок; справку о результатах наладки защитных установок, справку о влиянии защитных установок на смежные подземные сооружения; паспорта установок ЭХЗ; разрешение на подключение мощности к электрической сети; документацию о сопротивлении кабелей и растеканию тока с защитного заземления.

4.1.15. Приемочная комиссия проверяет соответствие проекту выполненных работ по средствам и узлам ЭХЗ, в том числе изолирующим фланцевым соединениям, контрольно-измерительным пунктам, перемычкам и другим узлам, а также эффективность действия установок ЭХЗ. Для этого измеряются электрические параметры установок и потенциалы трубопровода относительно земли на участках, где в соответствии с проектом зафиксированы минимальный и максимальный защитные потенциалы, а при защите только от блуждающих токов проверяется отсутствие положительных потенциалов.

Установки ЭХЗ вводятся в эксплуатацию только после подписания комиссией акта о приемке.

4.1.16. Каждой принятой установке должен быть присвоен порядковый номер, заведен специальный паспорт, в который должны заноситься все данные приемочных испытаний. Форма паспорта приведена в [5].

4.1.17. Все виды защиты от коррозии, предусмотренные проектом, должны быть введены в действие до сдачи тепловых сетей в эксплуатацию.

4.2. Правила испытаний трубопроводов тепловых сетей при приемке их в эксплуатацию

4.2.1. Все вновь смонтированные трубопроводы тепловых сетей до ввода в эксплуатацию должны быть подвергнуты гидравлическому испытанию с целью проверки прочности и плотности трубопроводов и их элементов, включая все сварные и другие соединения.

Гидравлическому испытанию подлежат:

а) все элементы и детали трубопроводов; их гидравлическое испытание не является обязательным, если они подвергались 100%-ному контролю ультразвуком или иным равноценным методом неразрушающей дефектоскопии;

б) блоки трубопроводов; их гидравлическое испытание не является обязательным, если все составляющие их элементы были подвергнуты испытанию в соответствии с п. 4.2.1, а, а все выполненные при их изготовлении и монтаже сварные соединения проверены методами неразрушающей дефектоскопии (ультразвуком или радиографией по всей протяженности);

в) трубопроводы всех категорий со всеми элементами и их арматурой после окончания монтажа.

4.2.2. Допускается проведение гидравлического испытания отдельных и сборных элементов совместно с трубопроводом, если при изготовлении или монтаже невозможно провести их испытания отдельно от трубопровода [2].

4.2.3. Гидравлические испытания подземных трубопроводов, проложенных в непроходных каналах и траншеях, должны производиться два раза (предварительное и окончательное). Испытание трубопроводов, доступных осмотру в процессе эксплуатации (проложенных надземно и в проходных каналах), может производиться один раз после окончания монтажа [43].

4.2.4. Предварительное гидравлическое испытание трубопроводов следует проводить отдельными участками после их сварки и укладки на постоянные опоры до установки на них оборудования (сальниковых, сильфонных

компенсаторов, задвижек) и перекрытия каналов и обратной засыпки трубопроводов бесканальной прокладки и каналов.

Подающие и обратные трубопроводы должны быть испытаны раздельно.

4.2.5. Минимальное значение пробного давления при гидравлическом испытании трубопроводов, их блоков и отдельных элементов должно составлять 1,25 рабочего давления.

Рабочее давление для трубопроводов тепловых сетей должно приниматься в соответствии с требованиями [2].

Арматура и фасонные детали трубопроводов должны подвергаться гидравлическому испытанию пробным давлением в соответствии с [20].

4.2.6. Максимальное значение пробного давления устанавливается расчетом на прочность по НТД, согласованной с Госгортехнадзором России.

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

4.2.7. Гидравлическое испытание должно производиться 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 НТД на изготовление трубопровода;

выдержать трубопровод под пробным давлением не менее 10 мин, после чего плавно понизить давление до рабочего и при этом давлении произвести тщательный осмотр трубопровода по всей длине.

4.2.8. При значительном перепаде геодезических отметок на испытываемом участке значение максимально допустимого давления в его нижней точке должно быть согласовано с проектной организацией для обеспечения прочности трубопроводов и устойчивости неподвижных опор. В противном случае испытание необходимо производить по отдельным участкам.

4.2.9. Для гидравлического испытания должна применяться вода с температурой не ниже плюс 5°С и не выше плюс 40°С.

Гидравлическое испытание трубопроводов должно производиться при положительной температуре окружающего воздуха.

4.2.10. Измерение давления должно производиться по двум манометрам, один из которых должен быть контрольным. Давление должно повышаться и понижаться постепенно.

При испытании трубопроводов следует применять пружинные манометры, поверенные территориальными органами Госстандарта России. Использование манометров с просроченными сроками поверки не допускается. Пружинные манометры должны иметь класс точности не ниже 1,5, диаметр корпуса не менее 150 мм и шкалу на номинальное давление около 4/3 измеряемого.

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

4.2.12. Гидравлическое испытание арматуры следует производить до ее установки на трубопроводе.

Испытания подразделяются на два основных вида:

испытания на прочность и плотность металла;

испытания на герметичность подвижных и неподвижных разъемов соединений (сальниковых устройств, запорных органов и др.).

Гидравлическая опрессовка арматуры производится пробным давлением в соответствии с [20].

4.2.13. Окончательное гидравлическое испытание следует производить после завершения строительно-монтажных работ, установки всего оборудования (задвижек, компенсаторов и др.).

Минимальное значение пробного давления должно составлять 1,25 рабочего давления (см. п. 4.2.5).

Все секционирующие задвижки и задвижки на ответвлениях испытываемой тепловой сети должны быть открыты. Время выдержки трубопровода и его элементов под пробным давлением должно быть не менее 10 мин, после чего давление плавно понижается до рабочего и производится тщательный осмотр трубопровода по всей его длине.

Подающий и обратный трубопроводы испытываются раздельно.

Результаты испытания считаются удовлетворительными, если во время их проведения не произошло понижение давления по манометру и не обнаружены признаки разрыва, течи или запотевания в сварных швах, течи или запотевания в корпусах и сальниках арматуры, во фланцевых соединениях и др.

5. ПУСК ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

5.1. *Общие положения*

5.1.1. На все трубопроводы, на которые распространяются [2], предприятиями-владельцами трубопроводов на основании документации, представляемой монтажными организациями и заводами-изготовителями, должны быть составлены паспорта установленной формы (см. приложение 15).

5.1.2. Трубопроводы III категории с условным проходом более 100 мм, а также трубопроводы IV категории с условным проходом более 100 мм, расположенные в пределах зданий, должны быть зарегистрированы до пуска в работу в органах Госгортехнадзора России. Другие трубопроводы, на которые распространяются [2], подлежат регистрации на предприятии (организации), являющемся владельцем трубопроводов.

Порядок регистрации трубопроводов в органах Госгортехнадзора России и необходимая техническая документация приведены в [2].

5.1.3. Пуск тепловых сетей производится пусковой бригадой во главе с начальником пусковой бригады.

Пуск должен производиться по рабочей программе, утвержденной главным инженером ОЭТС. Для вновь построенных магистральных тепловых сетей, отходящих непосредственно от коллекторов источника тепловой энергии, программа должна быть согласована с главным инженером источника тепловой энергии.

Рабочая программа перед пуском должна быть передана:

начальнику пусковой бригады;

дежурному диспетчеру ОЭТС;

начальнику смены источника тепловой энергии;

дежурному инженеру эксплуатационного района ОЭТС.

Программа пуска тепловой сети должна включать в себя:

схему насосно-подогревательной установки источника тепловой энергии и режима ее работы при пуске сети по отдельным, четко разграниченным во времени, этапам;

оперативную схему тепловой сети во время пуска;

очередность и порядок пуска каждой отдельной магистрали или участка;

время наполнения каждой магистрали с учетом ее объема и скорости заполнения;

расчетное статическое давление каждой заполненной магистрали и влияние этого давления на смежные трубопроводы сети;

состав пусковой бригады, расстановку и обязанности каждого исполнителя во время каждого этапа пуска;

организацию и средства связи начальника пусковой бригады с дежурным диспетчером ОЭТС, дежурным инженером эксплуатационного района, дежурным инженером источника тепловой энергии, а также между отдельными членами бригады.

5.1.4. До пуска должен быть проведен тщательный осмотр тепловой сети, проверена исправность всего оборудования, просмотрены акты приемки, испытаний на прочность и плотность, промывки вновь построенных и отремонтированных участков сети.

Все дефекты трубопроводов, арматуры, компенсаторов, опор, дренажных и откачивающих устройств, воздушников, контрольно-измерительных приборов, а также люков, лестниц, скоб и другого, выявленные в результате осмотра сети, должны быть устранены до начала пуска.

5.1.5. Перед пуском начальник пусковой бригады обязан лично проинструктировать весь персонал, участвующий в пуске, дать каждому члену пусковой бригады конкретные указания в соответствии с местом рабо-

ты и возможными изменениями режима, а также указания по правилам безопасности при всех пусковых операциях.

5.1.6. Начальник пусковой бригады, убедившись в исправности всего оборудования, сообщает о готовности дежурному инженеру эксплуатационного района, а тот в свою очередь докладывает дежурному диспетчеру ОЭТС о готовности теплосети к пуску.

После получения от дежурного инженера эксплуатационного района и дежурного инженера источника тепловой энергии сообщения о готовности оборудования к пуску дежурный диспетчер ОЭТС разрешает дежурному инженеру источника тепловой энергии и дежурному инженеру эксплуатационного района приступить к пуску сети в соответствии с программой.

Независимо от утвержденной программы и графика пуск тепловой сети без разрешения дежурного диспетчера ОЭТС, данного непосредственно перед пуском, не разрешается.

5.1.7. Начальник пусковой бригады должен следить за ходом наполнения, прогрева и дренажа трубопроводов, состоянием арматуры, компенсаторов и других элементов оборудования. В случае возникновения каких-либо неполадок или повреждений оборудования начальник пусковой бригады должен принять меры к немедленной ликвидации этих неисправностей, а в случае невозможности их ликвидации или возникновения серьезных повреждений (разрыв стыков, разрушение арматуры, срыв неподвижной опоры и т.п.) — немедленно отдать распоряжение о прекращении пуска.

О ходе пусковых работ начальник пусковой бригады должен докладывать дежурному инженеру эксплуатационного района, а в исключительных случаях — непосредственно дежурному диспетчеру ОЭТС.

5.1.8. Дежурный диспетчер ОЭТС и дежурный инженер эксплуатационного района должны фиксировать в оперативных журналах время проведения отдельных пусковых операций, показания приборов, состояние оборудования тепловых сетей, а также все возникающие неполадки и отступления от нормальной программы пуска.

5.1.9. По окончании пуска начальник пусковой бригады докладывает об этом дежурному инженеру эксплуатационного района и начальнику эксплуатационного района ОЭТС и делает запись в оперативном журнале эксплуатационного района ОЭТС.

Дежурный инженер эксплуатационного района немедленно докладывает дежурному диспетчеру ОЭТС об окончании пусковых работ.

5.2. Пуск водяной тепловой сети

5.2.1. Заполнение тепловой сети водой

5.2.1.1. Заполнение тепловой сети водой и установление циркуляционного режима должны, как правило, производиться до начала отопительного периода при плюсовых температурах наружного воздуха.

5.2.1.2. Все трубопроводы тепловой сети независимо от того, находятся ли они в эксплуатации или в резерве, должны быть заполнены химически очищенной, деаэрированной водой. Опорожнение трубопроводов производится только на время ремонта, по окончании которого трубопроводы после гидравлического испытания на прочность и плотность и промывки должны быть незамедлительно заполнены химически очищенной деаэрированной водой.

5.2.1.3. Трубопроводы тепловой сети следует заполнять водой температурой не выше 70°С.

Заполнение трубопроводов водой непосредственно из баков деаэраторов атмосферного типа при отсутствии охладителей подпитки следует производить либо после остывания воды в них до 70°С, либо путем подмешивания к деаэрированной воде воды из обратных трубопроводов ранее заполненных сетей с таким расчетом, чтобы общая температура смеси была не выше 70°С.

5.2.1.4. Заполнение трубопроводов следует производить водой давлением, не превышающим статического давления заполняемой части тепловой сети более чем на 0,2 МПа (2 кгс/см^2).

Во избежание гидравлических ударов и лучшего удаления воздуха из трубопроводов максимальный часовой расход воды ($G_в$ м^3/ч) при заполнении трубопроводов тепловой сети с условным диаметром ($D_у$ мм) не должен превышать:

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

Скорость заполнения тепловой сети должна быть увязана с производительностью источника подпитки [37].

5.2.1.5. Наполнение водой основных магистральных трубопроводов тепловой сети должно производиться в следующем порядке:

а) на заполняемом участке трубопровода закрыть все дренажные устройства и задвижки на перемычках между подающим и обратным трубопроводами, отключить все ответвления и абонентские вводы, открыть все воздушники заполняемой части сети и секционирующие задвижки, кроме головных;

б) на обратном трубопроводе заполняемого участка открыть байпас головной задвижки, а затем частично и саму задвижку и произвести наполнение трубопровода.

На все время наполнения степень открытия задвижек устанавливается и изменяется только по указанию и с разрешения диспетчера ОЭТС;

в) по мере заполнения сети и прекращения вытеснения воздуха воздушники закрыть;

г) по окончании заполнения обратного трубопровода открыть концевую перемычку между подающим и обратным трубопроводами и начать заполнение водой подающего трубопровода в том же порядке, как и обратного;

д) заполнение трубопровода считается законченным, когда выход воздуха из всех воздушных кранов прекратится и наблюдающие за воздушниками доложат начальнику пусковой бригады об их закрытии. Окончание заполнения характеризуется повышением давления в коллекторе тепловой сети до значения статического давления или до давления в подпиточном трубопроводе. После окончания заполнения головную задвижку на обратном трубопроводе открыть полностью;

е) после окончания заполнения трубопроводов необходимо в течение 2-3 ч несколько раз открывать воздушные краны, чтобы убедиться в окончательном удалении воздуха. Подпиточные насосы должны быть в работе для поддержания статического давления заполненной сети.

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

Заполнение распределительных сетей и ответвлений производится так же, как и основных магистральных трубопроводов.

5.2.1.7. Заполнение тепловых сетей, на которых имеются насосные (подкачивающие или смесительные) станции, следует производить через обводные трубопроводы.

5.2.1.8. Установленные на трубопроводах регулирующие клапаны на период заполнения должны быть вручную открыты и отключены от измерительно-управляющих устройств.

5.2.2. Установление циркуляционного режима

5.2.2.1. Установление циркуляционного режима в магистральных трубопроводах следует осуществлять через концевые перемычки при открытых секционирующих задвижках и отключенных ответвлениях и системах теплопотребления.

5.2.2.2. Включение водоподогревательной установки источника тепловой энергии, если она не работала до пуска включаемой магистрали, следует производить в период установления циркуляционного режима.

5.2.2.3. Установление циркуляционного режима в магистрали должно производиться в следующем порядке:

а) открыть задвижки на входе и выходе сетевой воды у сетевых водоподогревателей; при наличии обводной линии водоподогревателей открыть задвижки на этой линии (в этом случае задвижки у водоподогревателей остаются закрытыми);

б) открыть задвижки на всасывающих патрубках сетевых насосов, задвижки на нагнетательных патрубках при этом остаются закрытыми;

в) включить один сетевой насос;

г) плавно открыть сначала байпас задвижки на нагнетательном патрубке сетевого насоса, а затем задвижку и установить циркуляцию;

д) включить подачу пара на сетевые водоподогреватели и начать подогрев сетевой

воды со скоростью не более 30°С/ч. Установление циркуляции следует производить крайне медленно, соблюдая требования, изложенные в п. 5.2.2.4;

е) после установления циркуляционного режима регулятором подпитки установить в обратном коллекторе источника тепловой энергии расчетное давление согласно пьезометрическому графику при рабочем режиме.

5.2.2.4. Установление циркуляционного режима в магистрали, включаемой при работающей водоподогревательной установке, следует производить поочередным и медленным открытием головных задвижек на обратном (в первую очередь) и подающем трубопроводах. При этом необходимо следить по манометрам, установленным на подающем и обратном коллекторах источника тепловой энергии и на обратном трубопроводе включаемой магистрали до задвижки (по ходу воды), за тем, чтобы колебания давлений в обратном и подающем коллекторах не превышали установленных ПТЭ норм, а значение давления в обратном трубопроводе пускаемой магистрали не превышало расчетного.

5.2.2.5. После установления циркуляционного режима в трубопроводах, на которых имеются регуляторы давления, следует произвести их настройку для обеспечения заданных давлений в сети.

5.2.2.6. Установление циркуляционного режима в ответвлениях от основной магистрали следует производить через концевые перемычки на этих ответвлениях поочередным и медленным открытием головных задвижек ответвлений сначала на обратном, а затем на подающем трубопроводах.

5.2.2.7. Установление циркуляционного режима в ответвлениях к системам теплопотребления, оборудованных элеваторами, следует осуществлять по согласованию и при участии потребителей через подмешивающую линию элеватора.

При этом системы отопления после элеватора и ответвления к системам вентиляции и горячего водоснабжения должны быть плотно отключены задвижками.

Установление циркуляции в ответвлениях к системам теплопотребления, присоединенным без элеваторов или с насосами, следует производить через эти системы с включением последних в работу, что должно осуществляться по согласованию и при участии потребителей.

Задвижки на тепловых пунктах систем теплопотребления, не подлежащих включению при установлении циркуляционного режима в трубопроводах тепловой сети, должны быть плотно закрыты, а спускная арматура после них должна находиться в открытом состоянии во избежание заполнения водой и подъема давления в этих системах.

5.2.2.8. При пуске насосов на насосных станциях необходимо:

открыть задвижки, отделяющие насосную от сети;

открыть задвижку на стороне всасывания насоса; задвижка на его нагнетательной стороне остается закрытой;

включить электродвигатель насосного агрегата;

плавно открыть задвижку на нагнетательном патрубке насоса, а при наличии байпаса у задвижки — открыть сначала байпас, а затем задвижку (при этом следует наблюдать за показанием амперметра);

закрыть задвижку на обводном трубопроводе, через которую производилось заполнение сети;

поочередно включить необходимое количество насосов для достижения заданного гидравлического режима; при этом пуск каждого последующего насоса осуществляется аналогично пуску первого насоса;

установить резервный насос в положение автоматического включения резерва (АВР);

произвести настройку установленных регуляторов давления и защиты в соответствии с картой уставок, утвержденной главным инженером ОЭТС;

после установления циркуляционного режима перед включением потребителей провести испытания (опробование) средств автоматического регулирования и защиты в соответствии с требованиями [45].

Пуск насосных станций на обратных трубопроводах осуществляется до включения систем теплопотребления, а на подающих в процессе включения систем теплопотребления по мере набора тепловой нагрузки.

5.2.3. Особенности пуска водяной тепловой сети при отрицательных температурах наружного воздуха

5.2.3.1. Для пуска тепловых сетей при отрицательных температурах наружного воздуха после длительного аварийного останова, капитального ремонта или при пуске вновь построенных магистралей необходимо в подающий и обратный трубопроводы заполняемой сети при диаметре труб 300 мм и более врезать дополнительные спускные устройства на расстоянии не более 400 м одно от другого; сброс дренируемой воды необходимо вывести за пределы камер.

5.2.3.2.Заполнение трубопроводов должно производиться водой температурой 50-60°С по отдельным, разделенным секционирующими задвижками, участкам одновременно по подающему и обратному трубопроводам. В случае ограниченной подачи подпиточной воды сначала следует заполнять обратный трубопровод, а затем через перемычку перед секционирующими задвижками в конце участка — подающий трубопровод.

Если водоподогревательная установка источника тепловой энергии не работает, вода подается через байпасы головных задвижек в подающий и обратный трубопроводы. Если же водоподогревательная установка работает, вода подается через байпас головной задвижки в обратный трубопровод и через специально врезаемую перемычку после головных задвижек в подающий трубопровод, а головная задвижка (и байпас) на подающем трубопроводе при этом должна быть плотно закрыта.

5.2.3.3. Заполнение трубопроводов водой и установление циркуляционного режима в тепловой сети при неработающей водоподогревательной установке должно производиться в следующем порядке:

а) перед началом заполнения трубопроводов следует открыть все спускные устройства и воздушники, а также задвижки на перемычке между подающим и обратным трубопроводами перед секционирующими задвижками; воздушники должны быть закрыты после прекращения выхода через них воздуха, а спускные устройства — после того, как температура дренируемой воды превысит 30°С;

б) после заполнения трубопроводов головного секционированного участка и закрытия всех воздушников и дренажных устройств включить сетевой насос и медленным открытием задвижки на нагнетательном патрубке насоса (при открытой задвижке на стороне всасывания насоса) создать циркуляцию на этом участке через перемычку перед секционирующими задвижками; сразу же после создания циркуляции подать пар на сетевой водоподогреватель для восполнения теплопотерь в наполняемых участках трубопроводов;

в) заполнение последующих секционированных участков и установление в них циркуляционного режима следует производить с соблюдением требований п. 5.2.3.3, а путем открытия байпасов у секционирующих задвижек между действующим участком и заполняемыми; заполнение производить при открытой задвижке на перемычке между подающим и обратным трубопроводами перед следующими секционирующими задвижками.

Подпиточное устройство должно все время восполнять убыль воды из головного участка;

г) после заполнения магистральных трубопроводов и создания в них циркуляции следует производить заполнение распределительных сетей с соблюдением указанных выше требований. Ответвления, имеющие большую протяженность, следует заполнять по отдельным секционированным участкам; заполнение каждого последующего участка производится после создания циркуляции в предыдущем;

д) заполнение ответвлений к потребителям следует производить после заполнения всех магистральных и распределительных сетей, при этом циркуляция создается через подмешивающие линии элеваторов при отключенных системах теплопотребления (по согласованию и при участии потребителей). Системы теплопотребления, присоединенные к тепловым сетям непосредственно (без смешения), и системы с насосным подмешиванием следует заполнять совместно с тепловым пунктом, при этом циркуляция создается через систему теплопотребления (по согласованию и при участии потребителей);

е) после заполнения всей сети и создания в ней циркуляции все задвижки на перемыч-

ках между подающим и обратным трубопроводами у секционирующих задвижек должны быть полностью закрыты.

5.2.3.4. Для заполнения трубопроводов тепловой сети при работающей водоподогревательной установке необходимо врезать перемычку между подающим и обратным трубопроводами после головных задвижек, отключающих пускаемую магистраль от общих коллекторов; на перемычке установить две задвижки и между ними врезать контрольный штуцер с вентилем.

5.2.3.5. Заполнение трубопроводов водой и установление циркуляционного режима в тепловой сети при работающей водоподогревательной установке следует производить с соблюдением требований п. 5.2.3.3, а, в, г-е в следующем порядке:

а) через байпас головной задвижки подать воду в обратный трубопровод и через перемычку после головных задвижек — в подающий трубопровод; при этом головная задвижка с байпасом на подающем трубопроводе должна быть полностью закрыта;

б) после окончания заполнения трубопроводов секционированного участка закрыть задвижки на перемычке за головными задвижками, через которую заполнялся подающий трубопровод;

в) медленным открытием байпаса у головной задвижки на подающем трубопроводе установить циркуляционный режим в секционированном участке.

5.2.3.6. При возникновении неполадок во время заполнения трубопроводов тепловой сети и необходимости опорожнения трубопроводов необходимо открыть все спускные устройства и воздушники, чтобы не осталось воды ни в одной низкорасположенной точке.

5.2.4. Проверка готовности и включение тепловых пунктов и систем теплопотребления

5.2.4.1. Потребитель тепловой энергии перед пуском тепловых пунктов и систем теплопотребления обязан выполнить их ремонт, промывку (а при открытой системе теплоснабжения дезинфекцию и повторную промывку), гидравлические испытания на прочность и плотность, после чего предъявить их представителю ОЭТС для получения разрешения на включение. Заполнение сетевой водой и включение тепловых пунктов и систем теплопотребления, не осмотренных или не допущенных представителем ОЭТС к эксплуатации, не разрешается.

5.2.4.2. Промывку систем теплопотребления (а при открытой системе теплоснабжения дезинфекцию и повторную промывку) следует производить по мере необходимости, но не реже:

в закрытых системах теплоснабжения — одного раза в четыре года;

в открытых системах теплоснабжения — одного раза в два года.

После капитального ремонта системы теплопотребления следует промывать независимо от давности последней промывки.

Промывку следует производить гидропневматическим способом, т.е. водой со сжатым воздухом.

При промывке систем только водой скорость последней должна превышать эксплуатационную в 3-5 раз, что достигается применением специального насоса.

По результатам промывки потребитель должен составить акт.

5.2.4.3. При предпусковом осмотре тепловых пунктов и систем теплопотребления представитель ОЭТС должен проверить:

а) выполнение плана ремонтных работ, а также качество выполненных работ; для установок, принимаемых в эксплуатацию впервые после монтажа, должно быть проверено соответствие выполненных работ проекту, согласованному с ОЭТС;

б) состояние камер и проходных каналов теплопроводов, находящихся в собственности потребителя;

в) состояние помещения центрального теплового пункта и тепловых пунктов в отдельных зданиях, а также состояние трубопроводов, арматуры, тепловой изоляции, расположенных в тепловых пунктах;

г) наличие и состояние контрольно-измерительной аппаратуры, средств авторегулирования и защиты, приборов контроля и учета тепловой энергии, наличие расходомеров;

д) наличие и соответствие расчетным значениям размеров дроссельных устройств;

е) наличие паспортов, местных инструкций и схем для обслуживающего персонала и соответствие их фактическому состоянию оборудования;

ж) состояние тепловой изоляции на разводящих трубопроводах системы теплопотребления;

з) отсутствие в системах непредусмотренных водоразборных кранов;

и) отсутствие прямых соединений оборудования тепловых пунктов потребителей с водопроводом и канализацией;

к) гидравлическую плотность оборудования тепловых пунктов и систем теплопотребления.

5.2.4.4. До проведения пусковых работ оборудование тепловых пунктов и систем теплопотребления должно быть подвергнуто гидравлическому испытанию на прочность и плотность [15]:

элеваторные узлы, калориферы и водоподогреватели горячего водоснабжения и отопления давлением 1,25 рабочего, но не ниже 1 МПа (10 кгс/см^2);

системы отопления с чугунными отопительными приборами давлением 1,25 рабочего, но не ниже 0,6 МПа (6 кгс/см^2);

системы панельного отопления давлением 1 МПа (10 кгс/см^2).

Гидравлическое испытание на прочность и плотность теплового пункта и систем теплопотребления должно проводиться при положительных температурах наружного воздуха. При температуре наружного воздуха ниже 0°С гидравлическое испытание проводится лишь в исключительных случаях.

5.2.4.5. Паровые системы отопления с рабочим давлением до 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2) должны испытываться давлением, равным 0,25 МПа (2,5 кгс/см^2) в нижней точке системы; системы с рабочим давлением более 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2) — давлением, равным рабочему давлению плюс 0,1 МПа (1 кгс/см^2), но не менее 0,3 МПа (3 кгс/см^2) в верхней точке системы [15].

5.2.4.6. Гидравлическое испытание системы теплопотребления производится с помощью гидравлического пресса с ручным или механическим приводом. Пресс присоединяется к обратному трубопроводу теплового пункта временной соединительной линией, на которой должен быть установлен запорный вентиль и обратный клапан. Давление в системе с помощью пресса доводят до заданного значения, после чего перекрытием вентиля на соединительной линии пресс отключают от системы и производят осмотр всего оборудования теплового пункта и системы.

5.2.4.7. Системы считаются выдержавшими испытание, если во время их проведения:

не обнаружено потения сварных швов или течи из нагревательных приборов, трубопроводов, арматуры и прочего оборудования;

при гидравлическом испытании водяных и паровых систем теплопотребления в течение 5 мин падение давления не превысило 0,02 МПа (0,2 кгс/см^2);

при испытании систем панельного отопления падение давления в течение 15 мин не превысило 0,01 МПа (0,1 кгс/см^2).

5.2.4.8. Результаты гидравлического испытания, а также все дефекты, выявленные при осмотре систем, и замечания представителя ОЭТС необходимо занести в оперативный журнал теплового пункта и в акт о готовности теплового пункта и систем теплопотребления к отопительному сезону, являющийся документом на включение системы. Акт подписывают представители ОЭТС и потребителя тепловой энергии.

Если результаты гидравлического испытания не отвечают указанным в п. 5.2.4.7 условиям, потребитель должен выявить и устранить утечки, после чего системы должны быть подвергнуты повторному гидравлическому испытанию на прочность и плотность.

5.2.4.9. До включения в эксплуатацию системы теплопотребления должны быть полностью опорожнены от водопроводной воды, которой проводились гидравлические испытания, и заполнены сетевой водой. Включение систем теплопотребления без замены находящейся в них водопроводной воды на сетевую не допускается.

Контроль за качеством воды, находящейся в системах теплопотребления, ведется путем химического анализа.

5.2.4.10. Включение систем теплопотребления должно производиться персоналом потребителя по заранее разработанному графику, согласованному с ОЭТС.

При наличии нескольких магистральных теплопроводов, питающихся от общего источника тепловой энергии, включение систем теплопотребления, подключенных к каждой магистрали, производится независимо одна от другой по общей программе пуска; при определении количества одновременно запол-

няемых систем должны учитываться производительность водоподогревательной установки и подпиточного устройства источника тепловой энергии.

5.2.4.11. К заполнению сетевой водой ранее не заполненных систем и к их включению приступают немедленно после создания начальной циркуляции воды в сети, не ожидая повышения температуры воды до нормы.

5.2.4.12. Заполнение систем теплопотребления производится персоналом потребителя, эксплуатирующим теплопотребляющие установки, в соответствии с местными инструкциями по обслуживанию тепловых пунктов и теплопотребляющих установок, составленными в соответствии с [15].

5.2.4.13. Расходомеры (турбинного типа), установленные на обратных трубопроводах тепловых пунктов, на время заполнения системы должны быть заменены вставками, если нет обводной линии, по которой можно производить заполнение системы, минуя расходомер. Заполнение системы через расходомер запрещается.

5.2.4.14. Включение систем теплопотребления, присоединенных к участкам тепловой сети, на которых установлены авторегуляторы давления, следует производить после включения этих регуляторов и настройки их на заданные параметры.

5.2.4.15. На тепловых пунктах, которые должны быть оборудованы авторегуляторами в соответствии с п. 2.2.17 [15], следует до создания циркуляции в системе теплопотребления включить авторегуляторы в работу, открыв для этого краны на соединительных (импульсных) линиях. При создании циркуляции эти регуляторы должны быть настроены на поддержание расчетных параметров в системе теплопотребления.

5.2.4.16. Во время включения систем теплопотребления на водоподогревательной установке источника тепловой энергии должно поддерживаться заданное давление в подающем и обратном коллекторах с помощью задвижек на нагнетательных патрубках сетевых насосов и подпиточного устройства.

5.2.4.17. При включении систем теплопотребления необходимо следить, чтобы значение давления в обратном трубопроводе было выше значения статического давления на 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2), но не более допустимого для систем теплопотребления.

5.2.4.18. При значительных отклонениях располагаемого напора на тепловых пунктах и системах теплопотребления от расчетного следует установить причины этого несоответствия и принять меры к их устранению.

5.2.4.19. После того, как расход воды через включенные системы теплопотребления достигнет значения, необходимого для поддержания необходимого избыточного давления на всем протяжении обратного трубопровода, концевые перемычки, через которые осуществлялась циркуляция воды в сети до включения тепловых пунктов систем теплопотребления, должны быть плотно закрыты. Контрольные вентили между задвижками на перемычках должны быть открыты.

5.2.4.20. Порядок определения готовности систем централизованного теплоснабжения к прохождению отопительного сезона и методика определения основных показателей готовности этих систем к работе в предстоящем сезоне приведены [22].

5.3. Пуск паровой тепловой сети

5.3.1. Организация пуска

5.3.1.1. Пуск паровой тепловой сети состоит из следующих основных этапов:

прогрев и продувка паропроводов;

заполнение и промывка конденсатопроводов;

подключение систем теплопотребления к паровой сети.

5.3.1.2. Пусковая бригада назначается накануне прогрева паропровода. Состав бригады определяется из условия дежурства двух слесарей у каждого дренажного устройства прогреваемого паропровода. При расположении паропровода в просматриваемых местах допускается дежурство двух слесарей на каждые два-три дренажных устройства, при этом расстояние между крайними дренажными устройствами, обслуживаемыми двумя слесарями, не должно превышать 100 м. Пусковой бригаде придается автотранспорт. Связь между начальником и членами пусковой бригады осуществляется по рации.

5.3.1.3. Если часть пускаемого паропровода, отделенного задвижками, является соб-

ственностью потребителя, то пуск такого участка производится пусковой бригадой потребителя по разрешению начальника пусковой бригады ОЭТС, которому начальник пусковой бригады потребителя должен быть подчинен оперативно.

5.3.1.4. В соответствии с настоящей Типовой инструкцией должны быть составлены местные инструкции на пуск каждого паропровода с указанием скорости его прогрева в зависимости от протяженности участка, его профиля и степени сухости пара, последовательности и порядка проведения отдельных операций с учетом местных условий. Местные пусковые инструкции должны утверждаться главным инженером ОЭТС.

5.3.2. Прогрев и продувка паропроводов

5.3.2.1. При пуске разветвленного паропровода большой протяженности первоначально следует прогреть основную магистраль, а затем поочередно ответвления от нее. Прогрев небольших малоразветвленных паропроводов можно производить в целом по всей сети одновременно.

5.3.2.2. До начала прогрева магистрального паропровода следует плотно закрыть головную задвижку на выходе из источника тепловой энергии, а также задвижки на всех ответвлениях от магистрали и тепловых пунктах потребителей.

При одновременном прогреве магистрали и ее ответвлений задвижки на всех прогреваемых ответвлениях необходимо полностью открыть.

Перед прогревом паропровода должны быть полностью открыты дренажные устройства прогреваемого участка, которые одновременно используются и для выпуска воздуха.

Конденсатоотводчики на прогреваемом паропроводе следует отключить, а дренаж паропровода в местах установки конденсатоотводчиков переключить на прямую продувку в атмосферу. При параллельной прокладке нескольких паропроводов пусковые дренажи каждого из них должны быть раздельными и не соединяться между собой.

5.3.2.3. Прогревать паропровод можно лишь после того, как скопившийся в нем конденсат будет сдренирован. Особенно необходимо следить за тем, чтобы конденсат не оставался в нижних точках "изломов" трубопровода. За открытыми дренажными устройствами должен быть установлен постоянный надзор. Периодически следует проверять, нет ли засора в дренажном устройстве.

5.3.2.4. Прогрев магистрального паропровода производится через байпас головной задвижки. Открывает байпас персонал источника тепловой энергии, действующий по указанию и под наблюдением начальника пусковой бригады. Байпас следует открывать плавно и медленно. Степень открытия устанавливается начальником пусковой бригады, изменить ее можно только после его распоряжения или при возникновении гидравлических ударов.

При отсутствии байпаса на головной задвижке подача пара в паропровод производится путем небольшого открытия самой задвижки.

5.3.2.5. При возникновении гидравлических ударов подача пара должна быть немедленно сокращена, а при частых и сильных ударах — полностью прекращена впредь до полного удаления из прогреваемого участка паропровода скопившегося в нем конденсата.

5.3.2.6. Скорость прогрева паропровода регулируется по признакам появления легких гидравлических ударов (щелчков). При проведении прогрева необходимо регулировать его скорость, не допуская при этом сползания трубопровода с подвижных опор.

5.3.2.7. На участках, доступных осмотру, следует вести надзор за положением подогреваемого паропровода относительно опор.

5.3.2.8. Если в процессе прогрева паропровода выявляется засорение дренажного устройства (что может быть обнаружено по уменьшению или прекращению стока конденсата и парения), то его следует продуть путем быстрого закрытия и открытия установленной на нем запорной арматуры с одновременным легким постукиванием по штуцеру и корпусу арматуры деревянным предметом, соблюдая при этом необходимые требования безопасности.

При невозможности устранения засора путем продувки необходимо прекратить прогрев, сбросить полностью давление, снять и прочистить запорную арматуру, прочистить штуцер. После прочистки возобновить прогрев.

Следует иметь в виду, что выход конденсата через дренажные устройства обеспечивается лишь при наличии в прогреваемом трубопроводе избыточного давления.

5.3.2.9. По мере прогрева паропровода и появления выхода из дренажных устройств сухого пара без примеси конденсата все дренажные устройства (постоянные дренажи в нижних точках и пусковые дренажи по ходу паропровода) должны быть закрыты. Прогрев паропровода считается законченным после появления сухого пара в нижней точке паропровода и последнем по ходу пара пусковом дренаже.

После закрытия дренажных устройств следует задействовать отключавшиеся в период пуска конденсатоотводчики.

5.3.2.10. После окончания прогрева магистрального паропровода и ликвидации обнаруженных дефектов следует поочередно прогреть ответвления к потребителям. Порядок прогрева ответвлений аналогичен порядку прогрева основной магистрали.

5.3.2.11. Ликвидацию дефектов по возможности следует производить без охлаждения паропровода, но при обязательном понижении в нем давления до атмосферного. Если ликвидация дефектов без охлаждения паропровода невозможна, необходимо полностью прекратить подачу пара в паропровод и открыть все дренажные устройства. После ликвидации дефектов паропровод вновь подвергается прогреву в изложенном выше порядке.

5.3.2.12. Прогретый паропровод ставится под рабочее давление пара путем полного открытия запорной арматуры на магистрали или ответвлениях.

После повышения давления все паропроводы следует вновь осмотреть, а выявленные на них места парения и дефекты устранить. После пуска паропровода необходимо проверить затяжку болтов фланцевых соединений.

5.3.2.13. Перед присоединением потребителей паропроводы, включаемые в эксплуатацию впервые после монтажа, следует продуть для удаления песка, окалины и посторонних предметов.

Продувка производится через специально установленные в концевой части паропровода (и его ответвлений) задвижки путем полного открытия их на выхлоп пара в атмосферу. Для снижения уровня шума могут применяться шумоглушители.

При продувке паропровода следует принять все необходимые меры для защиты людей от ожогов и других повреждений, а также для беспрепятственного доступа к задвижке, через которую производится продувка.

5.3.3. Заполнение и промывка конденсатопроводов

5.3.3.1. Заполнять конденсатопроводы для промывки можно водой из технического водопровода, циркуляционных водоводов охлаждения конденсаторов, из водяных тепловых сетей или подпиточной линии, а также непригодным для использования конденсатом из систем потребителей.

Продувка кондесатопроводов паром не допускается.

5.3.3.2. Промывку конденсатопроводов так же, как и промывку водяных тепловых сетей, следует производить гидропневматическим способом до полного осветления дренируемой воды. Температура воды, используемой для промывки, не должна превышать 40°С.

5.3.3.3. После промывки конденсатопроводы следует полностью освободить от промывочной воды и заполнить конденсатом или умягченной деаэрированной водой.

После заполнения конденсатопровода конденсатом или умягченной деаэрированной водой следует произвести этой водой контрольную промывку, во время которой химическими анализами проверяется качество исходной и сбрасываемой воды. Контрольная промывка продолжается до тех пор, пока качество сбрасываемой воды будет удовлетворять установленным требованиям.

5.3.4. Пуск систем теплопотребления паровой сети

5.3.4.1. Системы теплопотребления до подключения их к тепловой сети должны быть промыты гидропневматическим способом и вода из них спущена, после чего следует продуть систему паром в соответствии с требованиями п. 5.3.2.

5.3.4.2. Подключение системы теплопотребления к паровой сети следует производить плавным открытием задвижки на тепловом пункте при открытой продувочной арматуре у теплоприемников системы.

По мере прогрева паропроводов и появления сухого пара дренажи закрываются. После закрытия последнего дренажа задвижка на тепловом пункте открывается полностью и оборудование теплового пункта ставится под полное рабочее давление. Далее включаются постоянные дренажи через конденсатоотводчики.

5.3.4.3. Регулирование давления паровой системы должно производиться таким образом, чтобы при расчетном расходе пара все избыточное давление гасилось только на тепловых пунктах потребителей, а выходные задвижки на источнике тепловой энергии и ответвлениях сети были полностью открыты.

Избыточное давление на тепловых пунктах должно гаситься с помощью редукторов.

Постоянное регулирование давления пара запорной арматурой не допускается.

6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

6.1. Эксплуатация трубопроводов

6.1.1. В процессе эксплуатации трубопроводов тепловых сетей необходимо:

поддерживать в исправном состоянии все строительные, изоляционные и другие конструкции тепловых сетей, проводя их своевременный осмотр и профилактический ремонт;

наблюдать за работой компенсаторов, опор, арматуры, дренажей, контрольно-измерительной аппаратуры и других элементов тепловой сети, своевременно устраняя выявленные дефекты и неплотности;

устранять излишние потери тепловой энергии путем удаления скапливающейся в каналах и камерах воды, предотвращения попадания грунтовых и верховых вод в каналы и камеры, своевременного выявления разрушенной тепловой и антикоррозионной изоляции и их восстановления;

своевременно удалять воздух из трубопроводов тепловой сети через воздушники, не допускать присоса воздуха в них, поддерживая постоянно необходимое избыточное давление во всех точках сети;

принимать меры к предупреждению, локализации и ликвидации неполадок, отказов и аварий в работе тепловой сети;

поддерживать камеры и проходные каналы в чистом состоянии, не допускать пребывания в них посторонних лиц.

6.1.2. Для контроля за состоянием оборудования тепловой сети (трубопроводов, арматуры, камер и т.п.) регулярно по графику должны проводиться обходы тепловой сети. Обходы, а также обслуживание и планово-предупредительный ремонт всего оборудования на закрепленных участках осуществляются бригадой слесарей по обслуживанию тепловых сетей (далее — слесарей-обходчиков). График обхода должен предусматривать осуществление контроля за состоянием оборудования как слесарями-обходчиками, так и мастером.

Частота осмотра оборудования устанавливается главным инженером ОЭТС в зависимости от типа оборудования и его состояния, но должна быть не реже одного раза в две недели в течение отопительного сезона и одного раза в месяц в межотопительный период. Тепловые камеры необходимо осматривать не реже одного раза в месяц; камеры с дренажными насосами — не реже двух раз в неделю.

Результаты осмотра заносятся в рапорт слесаря-обходчика (см. приложение 16), а затем в журнал учета обхода и осмотра тепловых сетей.

6.1.3. Дефекты, которые могут привести к повреждениям, должны устраняться немедленно.

Сведения о дефектах, которые не представляют непосредственной опасности с точки зрения надежности эксплуатации тепловой сети, но которые нельзя устранить без отключения трубопроводов, необходимо занести в журнал обхода и осмотра тепловой сети, а для ликвидации этих дефектов при ближайшем отключении трубопроводов или при ремонте — в журнал текущих ремонтов.

6.1.4. Перед выходом на трассу мастер должен получить у дежурного инженера экс-

плуатационного района ОЭТС сведения о том, какие участки магистрали находятся в работе, в резерве или ремонте, а также о всех изменениях режима работы обслуживаемого участка тепловой сети, которые произошли с момента последнего обхода.

6.1.5. При обходе тепловой сети и осмотре подземных камер бригада слесарей-обходчиков должна иметь набор необходимых инструментов (см. приложение 17), приспособлений, осветительных приборов, газоанализатор взрывозащитного типа.

В дежурном помещении эксплуатационного района ОЭТС в специальном шкафу должны храниться запасные приспособления, инструменты и оборудование, которые подлежат приему и сдаче во время смены дежурных с отметкой в оперативном журнале (см. приложение 18).

6.1.6. При выполнении работ внутри подземных сооружений и резервуаров следует руководствоваться требованиями [9].

6.1.7. Периодически, в сроки, установленные главным инженером ОЭТС, и перед каждым спуском необходимо проверять камеры на загазованность.

Эксплуатация и ремонт оборудования и трубопроводов тепловой сети, расположенных в газоопасных камерах и проходных каналах, должны быть организованы согласно "Правилам безопасности в газовом хозяйстве" [21].

Все газоопасные камеры и проходные каналы должны быть отмечены на оперативной схеме тепловой сети, а перечень их вывешен в эксплуатационном районе ОЭТС. Газоопасные камеры должны иметь специальные знаки, окраску люков и содержаться под надежным запором.

6.1.8. Для предотвращения затопления теплопроводов поверхностными водами необходимо постоянно следить за планировкой и состоянием поверхности земли по всей трассе тепловой сети.

При планировке трассы, а также при восстановлении и создании новых наружных покровов следует обеспечивать непрерывный отвод поверхностных вод с трассы тепловой сети.

6.1.9. Ежегодно после окончания отопительного периода трубопроводы попутного дренажа должны подвергаться прочистке. Смотровые колодцы системы попутного дренажа должны осматриваться не реже одного раза в квартал и очищаться от заносов по мере необходимости.

6.1.10. Скапливающаяся в камерах тепловой сети вода должна периодически или непрерывно удаляться с помощью передвижных или стационарных установок.

6.1.11. При эксплуатации паровых сетей особое внимание следует уделять предотвращению затопления паропроводов, поскольку охлаждение паропровода, вызванное его затоплением и увлажнением тепловой изоляции, может привести к гидравлическим ударам вследствие интенсивной конденсации пара в паропроводе.

6.1.12. Для снижения тепловых потерь тепловыми сетями необходимо своевременно выявлять и устранять утечки сетевой воды, регулярно производить ремонт и восстановление изоляционных конструкций.

Эксплуатация доступных для обслуживания участков теплопровода и арматуры без тепловой изоляции или с поврежденной изоляцией не допускается.

6.1.13. Для контроля гидравлического и теплового режимов тепловой сети при плановых обходах необходимо измерять давление и температуру воды в узловых точках сети по установленным в этих точках манометрам и термометрам. Показания приборов следует заносить в рапорт слесаря-обходчика (см. приложение 16).

6.1.14. Если потери напора на участке тепловой сети превышают расчетные значения, необходимо принять меры по выявлению причин этого повышения и наметить мероприятия по их устранению.

6.1.15. При плановом обходе тепловой сети независимо от контроля гидравлического режима должен производиться выпуск воздуха из верхних точек трубопроводов.

6.1.16. Среднегодовое значение утечки теплоносителя из водяной тепловой сети должно быть не более 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплопотребления в час независимо от схемы их присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели). Сезонные нормы утечки устанавливаются в пределах среднегодового значения.

При определении утечки теплоносителя не должен учитываться расход воды на наполнение тепловой сети и систем теплопотребления при их плановом ремонте и подключении новых участков сети и потребителей.

Фактическая среднечасовая утечка теплоносителя за отчетный период определяется:

для закрытых СЦТ делением всего объема подпиточной воды на количество часов пребывания системы в заполненном состоянии;

для открытых СЦТ вычитанием количества воды, затраченной на горячее водоснабжение, учтенного счетчиками горячей воды в системе горячего водоснабжения и предъявленного к оплате, из общего объема подпиточной воды с последующим делением полученной разности на количество часов пребывания системы в заполненном состоянии [39].

6.1.17. Количество подпиточной воды, расходуемой на пусковое заполнение тепловой сети и систем теплопотребления, на каждый отопительный сезон устанавливается равным полуторакратному их объему. Это количество относится к производственным расходам на эксплуатацию сетей и в утечку не включается.

Объем подпиточной воды, обусловленный повторным заполнением тепловой сети и систем теплопотребления (независимо от причин их опорожнения), считается утечкой.

Фактический расход воды, затраченной на пусковое заполнение СЦТ, необходимо определять по показаниям расходомера или счетчика на подпиточном трубопроводе.

6.1.18. При резком увеличении утечки сетевой воды, превышающей установленные нормы, необходимо принять срочные меры к обнаружению места утечки и устранению неплотностей.

Повышенная утечка воды определяется по расходу подпитки, причем для тепловых сетей, работающих по закрытой схеме,— по абсолютному расходу подпиточной воды, а работающих по открытой схеме,— по относительному расходу подпиточной воды, т.е. по повышенной добавке, не свойственной суточному графику потребления в нормальных условиях.

6.1.19. Повышенная утечка пара устанавливается по резкому увеличению расхода его, не свойственному нормальному режиму эксплуатации, а также по выбиванию пара непосредственно в месте повреждения.

6.1.20. Для обнаружения причин и места утечки воды в водяной тепловой сети следует:

проверить наличие и установить значение утечки при поддержании постоянного температурного режима (убедиться, что повышенная подпитка не является следствием понижения температуры воды, связанного с режимом СЦТ, а следовательно, и уменьшения объема сетевой воды);

немедленно приступить к наружному осмотру трассы тепловой сети, камер, арматуры и других элементов сети; место утечки при наружном осмотре может быть обнаружено по сильному парению на трассе тепловой сети и из камер тепловой сети, по проступающей на поверхности воде, по парению из камер и колодцев канализации, по растаявшему снегу, по наличию в камерах горячей воды и по стоку ее из каналов, по характерному шуму воды, вытекающей из места разрыва, и по другим признакам.

Для ускорения отыскания места утечек следует пользоваться электронно-акустическими и другими течеискателями, корреляторами, инфракрасной техникой (тепловизорами).

Для отыскания места утечки путем наружного осмотра тепловых сетей следует по возможности использовать дежурный персонал, а в дневную смену также бригады слесарей-обходчиков, обслуживающих тепловые сети.

Для ускорения обнаружения мест утечки на разветвленных сетях большой протяженности следует использовать автотранспорт.

Порядок обхода устанавливается начальником эксплуатационного района ОЭТС; одновременно с обходом сети дежурный инженер района дает указание потребителям об осмотре их персоналом принадлежащих им наружных сетей и местных систем теплопотребления.

6.1.21. Параллельно с проверкой состояния тепловой сети, дренажей трубопроводов, коллекторов и другого оборудования оперативный персонал источника тепловой энергии должен проверить плотность сетевых

водоподогревателей путем наблюдения за уровнем конденсата, сопоставления расхода пара и конденсата, отключения отдельных водоподогревателей, а также химическим анализом конденсата на жесткость и щелочность.

6.1.22. При отсутствии водоразбора следует проверить плотность отдельных магистралей путем последовательного отключения их от коллекторов источника тепловой энергии и наблюдения за изменением при этом давления в сети и подпитки; порядок отключения магистралей должен быть предусмотрен специальной местной инструкцией по обнаружению мест повреждений, утвержденной главным инженером ОЭТС и главным инженером источника тепловой энергии.

При проведении отключений особое внимание следует обращать на плотность отключающих задвижек, пропуски которых могут исказить результаты проверки.

При обнаружении (методом поочередного отключения магистралей) магистрали с повышенным значением утечки и при отсутствии данных наружного осмотра, свидетельствующих о месте повреждения, следует приступить к поочередному отключению отдельных участков магистрали, а также ответвлений от нее и систем теплопотребления.

В течение всего времени поиска места утечки давление в обратном коллекторе источника тепловой энергии должно поддерживаться нормальным за счет усиленной подпитки.

Отключение отдельных участков тепловой сети производится закрытием задвижки на подающем трубопроводе, а затем на обратном. При включении участка первой открывается задвижка на обратном трубопроводе, а затем на подающем. Правила отключения отдельных участков тепловой сети должны быть изложены в местной инструкции по отысканию мест утечек и ликвидации повреждений.

6.2. Техническое освидетельствование трубопроводов

6.2.1.Трубопроводы тепловых сетей должны проходить периодическое техническое освидетельствование согласно [2].

6.2.2. Трубопроводы, на которые распространяются указанные Правила, перед пуском в работу и в процессе эксплуатации должны подвергаться следующим видам технического освидетельствования: наружному осмотру и гидравлическому испытанию.

Техническое освидетельствование трубопроводов тепловых сетей должно проводиться лицом, ответственным в ОЭТС за их исправное состояние и безопасную эксплуатацию, в следующие сроки:

а) наружный осмотр (в процессе работы) трубопроводов всех категорий — не реже одного раза в год;

б) наружный осмотр и гидравлическое испытание трубопроводов, не подлежащих регистрации в органах Госгортехнадзора России,— перед пуском в эксплуатацию после монтажа, ремонта, связанного со сваркой, а также при пуске трубопроводов после нахождения их в состоянии консервации свыше двух лет.

6.2.3. Зарегистрированные в органах Госгортехнадзора России трубопроводы тепловых сетей должны подвергаться:

инспектором Госгортехнадзора России наружному осмотру и гидравлическому испытанию перед пуском вновь смонтированного трубопровода;

специалистом организации, имеющей разрешение (лицензию) органов Госгортехнадзора России на проведение технического освидетельствования трубопроводов пара и горячей воды, наружному осмотру не реже одного раза в три года; наружному осмотру и гидравлическому испытанию после ремонта, связанного со сваркой, и при пуске трубопровода после нахождения его в состоянии консервации свыше двух лет.

6.2.4. Наружный осмотр трубопроводов, проложенных открытым способом или в проходных и полупроходных каналах, может производиться без снятия изоляции.

Наружный осмотр трубопроводов при прокладке в непроходных каналах или при бесканальной прокладке производится путем вскрытия грунта отдельных участков и снятия изоляции не реже чем через каждые два километра трубопровода.

Примечание. Если трубопроводы проложены с использованием теплоизоляционных конструкций повышенной заводской готовности (с тепловой изоляцией из пенополиуретана и трубой-оболочкой из жест-

кого полиэтилена, с аналогичными изоляционными конструкциями на стыках труб, отводах и углах поворота, с системой оперативного дистанционного контроля состояния изоляции и др.) и завод-изготовитель, и строительная организация, выполнявшая заделку стыковых соединений, гарантируют герметичность теплоизоляционной конструкции на определенный период, то осмотр трубопроводов производится с использованием средств неразрушающего контроля состояния труб без снятия тепловой изоляции.

При снятии тепловой изоляции и наружном осмотре трубопроводов следует руководствоваться [40]. Осмотр рекомендуется проводить в последовательности, приведенной в типовой форме акта на осмотр теплопровода (см. приложение 27), с учетом указаний, приведенных в приложении 28.

В акте по результатам осмотра должно быть отражено:

состояние компенсирующих устройств трубопровода;

состояние неподвижных опор;

необходимость капитального ремонта или перекладки трубопровода.

Лицо, производящее техническое освидетельствование, в случае появления у него сомнений относительно состояния стенок или сварных швов трубопровода вправе потребовать частичного или полного удаления изоляции.

6.2.5. Вновь смонтированные трубопроводы тепловых сетей подвергаются наружному осмотру и гидравлическому испытанию до наложения тепловой изоляции на трубы, а в случае применения труб, поставляемых с завода с теплоизоляцией,— до нанесения изоляции на сварные стыки.

Гидравлическое испытание трубопроводов тепловых сетей может производиться лишь после окончания всех сварочных работ, термообработки согласно требованиям [2], а также после установки и окончательного закрепления опор. При этом должны быть представлены документы, подтверждающие качество выполненных работ.

6.2.6. Гидравлическое испытание трубопроводов тепловых сетей при техническом освидетельствовании должно производиться в соответствии с требованиями, изложенными в пп. 4.2.1-4.2.11 настоящей Типовой инструкции, а значение пробного давления должно приниматься в соответствии с пп. 4.2.5, 4.2.6.

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

6.2.8. Результаты технического освидетельствования и заключение о возможности эксплуатации трубопровода с указанием разрешенного давления и сроков следующего освидетельствования должны быть записаны в паспорт трубопровода лицом, производившим освидетельствование (см. пп. 6.2.2; 6.2.3).

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

6.3. Эксплуатация арматуры, компенсаторов, средств измерения

6.3.1. Вся запорная арматура, установленная на тепловых сетях, должна иметь порядковые номера, соответствующие нумерации их на оперативной схеме тепловой сети.

Номера должны быть нанесены масляной краской на специальные металлические пластинки, прикрепляемые к арматуре, или на видном месте корпуса арматуры.

Штурвалы задвижек и вентилей должны иметь указатели направления открытия и закрытия.

6.3.2. Запорная арматура, установленная в тепловой сети, должна содержаться в исправном состоянии, обеспечивающем ее свободное (без чрезмерных усилий) открытие и плотное закрытие; при этом не должно быть парения или протечек через сальниковые уплотнения и фланцевые соединения.

6.3.3. Для обеспечения свободного закрытия и открытия запорной арматуры необходимо периодически, не реже одного раза в месяц, смазывать штоки задвижек и вентилей, проверять затяжку сальниковых уплотнений и отсутствие прикипания подвижных уплотнительных поверхностей к неподвижным уп-

лотнительным поверхностям корпусов арматуры.

6.3.4. Если задвижки оборудованы электроприводами, то перед открытием или закрытием каждой такой задвижки необходимо убедиться:

в свободном перемещении штока при расцепленном электродвигателе;

в правильном направлении вращения расцепленного электродвигателя при нажатии соответствующей пусковой кнопки управления;

в остановке электродвигателя при нажатии на кнопку "стоп".

6.3.5. Все задвижки и вентили, установленные в тепловой сети, в процессе эксплуатации должны быть полностью открыты или закрыты, что необходимо для сохранения плотности запорной арматуры.

Регулирование расхода теплоносителя секционирующими задвижками, а также задвижками и вентилями, установленными на ответвлениях к потребителям, как правило, не допускается.

6.3.6. При появлении парения или протечки в сальниковых уплотнениях запорной арматуры следует произвести равномерную затяжку сальниковой втулки, а в случае, если при полной затяжке втулки не удается устранить протечку, необходимо дополнить или сменить набивку сальника.

Добивку сальников арматуры и компенсаторов допускается производить при избыточном давлении в трубопроводах не более 0,02 МПа (0,2 кгс/см^2) [9] и температуре теплоносителя не выше 40°С. Заменять сальниковую набивку компенсаторов и арматуры разрешается после полного опорожнения трубопровода.

Затяжку сальника особенно на действующих сетях следует производить осторожно с тем, чтобы не сорвать болты и не вывести их из пазов сальниковой втулки.

6.3.7. Наружная поверхность запорной арматуры должна быть чистой, а резьбовые части — смазаны графитовой смазкой.

6.3.8. При обходах сети необходимо периодически проверять затяжку болтов всех фланцевых соединений особенно после изменения температуры теплоносителя и производить профилактическую равномерную их подтяжку, не допуская появления течи и парений.

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

При выполнении этих требований необходимо учитывать, что подтяжка болтов фланцевых соединений должна производиться при давлении в трубопроводе, не превышающем 0,5 МПа (5,0 кгс/см^2) [9].

6.3.9. Рабочая часть стакана сальникого компенсатора должна быть постоянно смазана графитовой смазкой. Периодичность смазки — не реже одного раза в месяц.

Подтяжка сальникого уплотнения стального сальникого компенсатора должна производиться при давлении в трубопроводе не выше 1,2 МПа (12 кгс/см^2) [9] без особых усилий лишь до момента прекращения течи.

6.3.10. При осмотрах сильфонных компенсаторов необходимо проверять отсутствие течи и искривления.

В случае обнаружения негерметичности компенсатора или его искривления последний подлежит демонтажу и замене с составлением соответствующего акта.

6.3.11. При обходах тепловой сети необходимо проверять состояние дренажных и воздушных кранов и вентилей, устраняя их неплотности и загрязнения.

6.3.12. В процессе эксплуатации тепловых сетей необходимо следить за состоянием установленных на трубопроводах и оборудовании манометров, термометров, расходомеров и других контрольно-измерительных приборов, проверяя правильность их показаний по контрольным приборам. Неисправные приборы следует заменять.

Все контрольно-измерительные приборы должны поверяться в соответствии с порядком, установленным Госстандартом России, на каждом из них должно быть установлено клеймо или пломба.

6.3.13. Кроме указанной поверки, необходимо не реже одного раза в шесть месяцев производить дополнительную проверку рабочих манометров с помощью контрольного манометра с записью результатов в журнал контрольных проверок манометров.

При отсутствии контрольного манометра допускается дополнительную проверку производить поверенным рабочим манометром, имеющим с проверяемым манометром одинаковую шкалу и класс точности.

6.3.14. Проверка исправности манометров обслуживающим персоналом в процессе эксплуатации трубопровода производится с помощью трехходового крана или заменяющих его запорных вентилей путем "установки стрелки манометра на нуль".

6.3.15. Манометры не допускаются к применению в следующих случаях:

а) на манометре отсутствует пломба или клеймо с отметкой о проведении поверки;

б) истек срок поверки манометра;

в) стрелка манометра при его отключении не возвращается к нулевой отметке шкалы на значение, превышающее половину допустимой погрешности для данного манометра;

г) разбито стекло или имеются другие повреждения манометра, которые могут отразиться на правильности его показаний.

6.3.16. Заменять манометры следует только после закрытия первичных (отборных) вентилей.

6.3.17. Необходимо следить, чтобы гильзы для термометров были чистыми и залиты маслом до уровня, обеспечивающего затопление всего ртутного баллончика термометра.

6.4. Эксплуатация насосных станций

6.4.1. Обслуживание насосных станций и планово-предупредительный ремонт оборудования насосных должен выполнять специально подготовленный персонал, хорошо знающий оборудование, схему, режим работы насосной, сдавший экзамены по ПТЭ [1], ПТБ [9] при обслуживании тепловых сетей и при эксплуатации электроустановок электростанций и подстанций и допущенный к самостоятельной работе.

Электромонтеры должны иметь квалификационную группу по технике безопасности, соответствующую обслуживаемому ими электрооборудованию.

6.4.2. После окончания отопительного сезона при остановке насосной станции производится опробование оборудования, устройств и определение объема ремонтных работ.

6.4.3. Ежегодно перед началом отопительного периода 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 СЦТ и определения степени готовности насосных станций к отопительному периоду.

Комплексное опробование насосных станций проводится по программе, утвержденной главным инженером ОЭТС и согласованной с главным инженером источника тепловой энергии. К опробованию привлекаются все службы ОЭТС. Ответственным за комплексное опробование насосных станций является начальник эксплуатационного района ОЭТС.

Результаты комплексного опробования каждой насосной станции оформляются актом, который утверждается главным инженером ОЭТС.

6.4.4. Текущий осмотр оборудования автоматизированных насосных станций следует производить ежедневно, проверяя технологические параметры сетевой воды, нагрузку электрооборудования, температуру подшипников, наличие смазки подшипников насосов и электродвигателей, состояние сальников, действие системы охлаждения. Обнаруженные неисправности должны устраняться бригадой слесарей или электромонтеров по наряду или письменному разрешению начальника службы электрохозяйства.

Не реже одного раза в месяц насосную обязаны проверять начальник эксплуатационного района и мастера по электрооборудованию, тепломеханическому оборудованию, по приборам теплового контроля, автоматики и телемеханики.

6.4.5. На неавтоматизированных насосных станциях должно быть организовано круглосуточное дежурство.

Дежурный слесарь оперативно подчиняется дежурному инженеру района (диспетчеру ОЭТС).

6.4.6. Перед запуском насосов, а при их работе один раз в сутки необходимо проверять состояние насосного и связанного с ним оборудования.

6.4.7. В дренажных насосных станциях не реже двух раз в неделю следует контролировать воздействие регулятора уровня на устройство автоматического включения насосов. Проверка производится подъемом поплавкового устройства вручную до уровня, при ко-

тором электродвигатель насоса должен включиться автоматически. Если автоматического включения при этом не происходит, необходимо наладить регулирующее устройство.

6.4.8. В каждой насосной станции должны быть вывешены детальная схема всего оборудования и инструкция, составленная применительно к установленному оборудованию и назначению насосной. Инструкция должна содержать перечень возможных аварийных ситуаций и действий персонала при их возникновении. На всем оборудовании насосной должны быть ясно видимые номера в соответствии со схемой и местной инструкцией.

6.4.9. Очередность переключений насосов из резерва в работу определяется графиком, утвержденным начальником подразделения, в чьем ведении находится насосная станция.

6.4.10. При осмотре насосной установки перед запуском следует проверять:

наличие нормальной смазки подшипников насосов и электродвигателей, а также редукторов электроприводных задвижек;

состояние набивки сальниковых уплотнений;

надежность сцепления соединительных муфт насоса и электродвигателя;

прочность крепления защитного кожуха над соединительными муфтами;

систему охлаждения подшипников;

положение автоматов на распределительном щите, положение контакторов включения насосных агрегатов, положение ключей на панели управления насосными агрегатами и задвижками;

прохождение сигнала по каналам связи телеуправления, телесигнализации и телеметрии.

Необходимо также проверить все задвижки, клапаны, автоматические регуляторы и контрольно-измерительные приборы, установленные на насосной станции.

6.4.11. При пуске насосного агрегата необходимо соблюдать следующую очередность пусковых операций:

закрыть задвижку на нагнетательном патрубке насоса;

открыть задвижку на всасывающем патрубке насоса;

включить электродвигатель;

убедившись в правильности вращения электродвигателя, открыть задвижку на нагнетательном патрубке насоса.

6.4.12. В случае возникновения вибрации вала насоса и электродвигателя необходимо проверить затяжку фундаментных болтов, а в случае их достаточной затяжки — центровку валов насоса и электродвигателя. Выявленная причина вибрации должна быть устранена.

6.4.13. Все работы по обслуживанию насоса — подтяжка сальниковых уплотнителей, смазка деталей, осмотры должны производиться при остановленном насосном агрегате. Проведение каких-либо работ при включенном насосном агрегате запрещается.

Для останова насосного агрегата необходимо плавно закрыть задвижку на нагнетательном патрубке насоса, после чего выключить электродвигатель.

6.4.14. На каждой насосной станции должен быть оперативный журнал, в который дежурный персонал должен записывать все распоряжения диспетчерской службы ОЭТС и делать записи о всех переключениях, пусках и остановах насосных агрегатов, а также записи о приеме и сдаче дежурства.

Кроме того, дежурный по насосной станции должен вести суточную ведомость, куда должен записывать показания контрольно-измерительных приборов. Перечень показаний приборов, подлежащих занесению в ведомость, устанавливается главным инженером ОЭТС.

6.4.15. Дежурный, эксплуатационный и руководящий персонал ОЭТС при каждом посещении как автоматизированных, так и неавтоматизированных насосных станций должен сделать запись в оперативном журнале о времени посещения, состоянии оборудования, режиме его работы, показаниях приборов с указанием должности и фамилии.

6.4.16. При приближении параметров сетевой воды к границам, угрожающим безопасной эксплуатации оборудования насосной станции или СЦТ в целом, и несрабатывании средств защиты и сигнализации обслуживающий персонал обязан:

сообщить диспетчеру ОЭТС о возникшей угрозе;

принять меры по выявлению и устранению причин, приведших к угрозе безопасной

эксплуатации, и одновременно сделать все необходимое для обеспечения безопасной работы оборудования и СЦТ;

при невозможности устранения угрозы безопасной эксплуатации отключить отдельные насосные агрегаты или целиком насосную станцию.

Отдельные насосные агрегаты или насосная целиком должны быть немедленно остановлены в случае опасности для жизни людей, появлении недопустимой вибрации, возгорания электродвигателей.

6.4.17. Должны периодически проводиться тренировки персонала и проверка знаний по действиям персонала в аварийных ситуациях. Периодичность устанавливается главным инженером ОЭТС.

6.4.18. Объем оснащения средствами автоматизации, защиты, сигнализации, блокировок на насосной станции должен соответствовать [3] и [1].

Для всех подкачивающих насосных станций должна определяться необходимость их оснащения средствами защиты от гидроударов в соответствии с п. 4.12.40 [1].

6.5. Эксплуатация баков-аккумуляторов горячей воды

6.5.1. Приемка баков-аккумуляторов горячей воды (БАГВ) в эксплуатацию после монтажа и ремонта осуществляется в установленном порядке в соответствии с [1], [23], [24], [19].

6.5.2. Приемке в эксплуатацию подлежат все строительные конструкции БАГВ, а также их технологические элементы — разводящие трубы и патрубки, задвижки, клапаны, уровнемеры, а также элементы пожаротушения, обваловки, громоотводы, заземления и т.д.

6.5.3. Все вновь смонтированные БАГВ подлежат гидравлическим испытаниям при их приемке в эксплуатацию, а находящиеся в эксплуатации — после их ремонта, связанного с устранением течи.

Испытания БАГВ должны проводиться в соответствии с указаниями [24].

В процессе испытаний должно быть обеспечено наблюдение за возможным появлением дефектов в отремонтированных местах, в стыковых соединениях.

6.5.4.Эксплуатация БАГВ должна производиться в соответствии с [1], [27], [26].

6.5.5. Баки-аккумуляторы горячей воды должны быть оборудованы:

переливной трубой на отметке предельно допустимого уровня заполнения БАГВ, пропускная способность которой должна быть не менее пропускной способности всех труб, подводящих воду к БАГВ; должен быть обеспечен организованный отвод воды от переливной трубы;

вестовой трубой, сечение которой должно обеспечивать свободное поступление в БАГВ воздуха, исключающее образование вакуума при откачке воды из БАГВ, и свободный выпуск паровоздушной смеси, предотвращающий повышение давления выше атмосферного при зарядке БАГВ. При этом должна быть исключена или учтена возможность обледенения вестовых и переливных труб со снижением их пропускной способности;

автоматическим регулятором уровня, обеспечивающим полное прекращение подачи воды в БАГВ при достижении верхнего предельного уровня заполнения БАГВ, а также блокировочным устройством, отключающим насосы разрядки 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 предельного уровня, начала перелива воды через переливную трубу и отключения насосов разрядки при достижении нижнего уровня;

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, а также зарядочного и разрядочного расходов. Кроме того, на каждый бак или группу баков необходимо устанавливать приборы для дистанционного измерения уровня воды, зарядочного и разрядочного расходов воды.

Надежность электроснабжения указанных электроприемников должна соответствовать I категории (см. п. 1.2.17 ПУЭ) [29].

6.5.6. Все задвижки на линиях подвода и отвода горячей воды в каждый БАГВ и разделительные задвижки между баками должны быть электрифицированы.

Электроприводы задвижек и арматура управления этими задвижками должны быть вынесены в зоны, доступные для обслуживания и не затопляемые при повреждении баков. Задвижки должны быть расположены таким образом, чтобы в случае аварийного повреждения одного из баков было обеспечено его оперативное отключение от остальных, параллельно работающих БАГВ.

6.5.7. Проверка сигнализации, электроприводов и схем питания насосных агрегатов, запорной электрифицированной арматуры и другого оборудования БАГВ должно проводиться по графику, утвержденному главным инженером эксплуатирующей организации, но не реже одного раза в квартал. Все обнаруженные при проверке дефекты должны быть немедленно устранены, а в случае невозможности немедленного устранения дефектов должны быть приняты меры к контролю и ручному управлению схемой БАГВ в соответствии с письменным указанием технического руководителя эксплуатирующей организации.

6.5.8. Гидравлическое испытание БАГВ производится заполнением его водой до максимально допустимого (по проекту) уровня — до отметки переливной трубы.

Гидравлическое испытание рекомендуется проводить при температуре наружного воздуха не ниже минус 10°С. Температура воды, которой заполняется бак, должна быть не выше 45°С.

Скорость заполнения бака должна соответствовать пропускной способности вестовой трубы. 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.

6.5.9. Бак-аккумулятор горячей воды считается выдержавшим гидравлическое испытание и допускается к эксплуатации, если по истечении 24 ч на его поверхности или по краям днища не появятся течи и уровень воды в баке не будет снижаться.

6.5.10. После окончания гидравлического испытания БАГВ и спуска воды из него для проверки качества отремонтированного основания и неравномерности осадки БАГВ должно быть проведено повторное нивелирование по периметру бака не менее чем в 8 точках и не реже чем через 6 м.

6.5.11. Все вновь смонтированные, а также эксплуатируемые БАГВ после вывода из эксплуатации со сливом воды и после ремонта перед очередным вводом в эксплуатацию должны заполняться только химически очищенной деаэрированной водой с температурой не выше 45°С.

После начала нормальной эксплуатации БАГВ их заполнение может осуществляться химически очищенной деаэрированной водой температурой не выше 95°С.

6.5.12. Предельный уровень заполнения БАГВ, запроектированных без тепловой изоляции, при выполнении изоляции должен быть снижен на высоту, эквивалентную по массе тепловой изоляции.

6.5.13. На территории действующих источников тепловой энергии (электростанций) должна быть определена охранная зона вокруг бака и установлены предупредительные знаки, запрещающие нахождение в этой зоне лиц, не имеющих непосредственного отношения к БАГВ. При расположении действующих БАГВ на расстоянии менее 20 м от эксплуатирующихся производственных зданий в последних должны быть предусмотрены 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.

6.5.14. Для предотвращения растекания горячей воды по территории источника тепловой энергии и в других местах сооружения БАГВ при протечках вся группа баков (как вновь вводимых, так и находящихся в эксплуатации) должна быть ограждена по всему периметру бакового хозяйства. При этом вокруг каждого БАГВ должна быть выполнена отмостка, а огражденная территория должна

иметь организованный отвод в систему канализации горячей воды, которая может вытекать из поврежденного бака.

6.5.15. При размещении БАГВ вне территории источников тепловой энергии помимо выполнения требований, приведенных в пп. 6.5.13, 6.5.14, следует предусматривать ограждение указанных баков сплошным железобетонным или другим равным по прочности плотным забором высотой не ниже 2,5 м. Расстояние от забора до БАГВ в свету должно составлять не менее 10 м.

6.5.16. Ежедневно при приемке и сдаче смены БАГВ подлежат визуальному осмотру, при котором должно быть проверено:

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 разрядочных насосов при достижении нижнего уровня.

6.5.17. Ежесменно должно осуществляться опробование электрической схемы сигнализации и делаться соответствующие записи в оперативном журнале. Все обнаруженные при опробовании дефекты подлежат немедленному устранению.

6.5.18. Ежегодно в период отключения установок горячего водоснабжения следует производить оценку состояния БАГВ 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, должен производиться при замене последнего.

6.5.19. Периодическая техническая диагностика конструкций БАГВ должна выполняться один раз в три года.

При ежегодном осмотре и технической диагностике БАГВ, а также при приемке в эксплуатацию БАГВ и после ремонта следует руководствоваться [26].

6.5.20. Результаты ежегодного осмотра и периодической диагностики БАГВ должны оформляться актами, в которых описываются выявленные дефекты и назначаются методы и сроки их ликвидации. Акт подписывается лицом, назначенным приказом ответственным за безопасную эксплуатацию БАГВ, и утверждается главным инженером эксплуатирующей организации.

6.5.21. При технической диагностике БАГВ должны выполняться следующие работы:

измерения фактических толщин листов поясов стенки с использованием соответствующих средств измерения;

дефектоскопия основного металла и сварных соединений;

проверка качества основного металла и сварных соединений, механические свойства и химический состав которых должны соответствовать указаниям проекта и требованиям технических условий завода-изготовителя на поставку.

6.5.22. Пригодность БАГВ к дальнейшей эксплуатации должна оцениваться следующим образом:

а) предельно допустимый коррозионный износ кровли и днища БАГВ, 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;

б) при коррозионном износе стенок от 15 до 20% проектной толщины дальнейшая эксплуатация БАГВ допускается только по письменному распоряжению главного инженера организации, эксплуатирующей БАГВ, при подтверждении расчетом прочности бака и проведении ежегодного контроля стенок с использованием технических средств;

в) при коррозионном износе стенок верхней половины БАГВ, равном 20-30% их проектной толщины, дальнейшая эксплуатация БАГВ разрешается на срок не более одного года при условии снижения допустимого верхнего уровня на 1 м ниже коррозионно-изношенного участка с соответствующим переносом переливной трубы и перестройкой

системы автоматики на новый уровень заполнения бака;

г) высота хлопунов днища нового БАГВ не должна превышать 150 мм при площади их не более 2 м². Для БАГВ, находящихся в эксплуатации более 15 лет, допустимая высота хлопунов может составлять 200 мм при площади 3 м², а при большей высоте хлопунов дефектное место подлежит исправлению.

Эксплуатация БАГВ разрешается только после восстановления расчетной толщины стен и обеспечения герметичности, что должно быть подтверждено гидравлическим испытанием.

6.5.23. За монтажом вновь устанавливаемых и ремонтируемых БАГВ должен осуществляться технический надзор, при котором особое внимание следует обращать на соответствие проекту марки стали и толщины стенки поставленных металлоконструкций и проведение 100%-ного контроля неразрушающим методом заводских и монтажных швов.

6.5.24. На действующих БАГВ запрещается производство работ, связанных с ударными воздействиями на их конструкции, изготовленные из кипящей стали, при температуре наружного воздуха ниже минус 20°С. Для изготовления новых и ремонта действующих БАГВ применение кипящей стали запрещается.

6.5.25. Скорость заполнения БАГВ должна соответствовать пропускной способности вестовой трубы.

Заполнение БАГВ может производиться только до верхней проектной отметки. Заполнение баков сверх проектного уровня категорически запрещается.

На дистанционном уровнемере баков должна быть нанесена красная черта, соответствующая верхнему предельному уровню.

6.5.26. Опорожнение баков-аккумуляторов можно производить только до минимально предельного уровня, устанавливаемого из соображения недопущения срыва насосов разрядки.

6.5.27. На каждый находящийся в эксплуатации БАГВ должен быть составлен паспорт и заведен отдельный журнал осмотров и ремонтов. В паспорт вносятся результаты проводимых ежегодных обследований, периодических испытаний и освидетельствований с использованием технической диагностики, сведения о проведенных ремонтах с указанием произведенных работ, а также о нивелировке конструкций БАГВ.

6.5.28. Эксплуатация БАГВ без антикоррозионной защиты внутренней поверхности не допускается.

Антикоррозионную защиту внутренней поверхности БАГВ следует выполнять в соответствии с требованиями [28] с учетом Изменения № 1 к ним, изданного в 1991 г.

Совместная защита БАГВ от коррозии и от аэрации должна осуществляться герметизирующими жидкостями АГ-4И, АГ-4И-2М.

6.5.29. При приближении уровня воды в БАГВ к границам, угрожающим их безопасной эксплуатации, и несрабатывании средств защиты, а также при обнаружении неисправностей в конструкции БАГВ или его коммуникациях обслуживающий персонал обязан:

сообщить диспетчеру организации, эксплуатирующей БАГВ, о возникшей угрозе безопасной эксплуатации баков;

принять меры к выявлению и устранению причин, приведших к угрозе безопасной эксплуатации БАГВ, и одновременно сделать все необходимое для обеспечения их безопасной работы;

при невозможности устранения угрозы повреждения баков отключить их от тепловой сети и при необходимости опорожнить от горячей воды.

6.6. Эксплуатация средств защиты тепловых сетей от электрохимической коррозии

6.6.1. Общие положения

6.6.1.1. Для организации и выполнения работ по защите тепловых сетей от наружной и внутренней коррозии в ОЭТС организуется специализированное подразделение по защите тепловых сетей от коррозии — ПЗК.

6.6.1.2. Работы по защите тепловых сетей от коррозии, коррозионные измерения, эксплуатация средств защиты от наружной коррозии должны выполняться в соответствии с указаниями [5] и [6].

6.6.2. Определение опасности наружной коррозии тепловых сетей

6.6.2.1. Для определения опасности наружной коррозии трубопроводов тепловых

сетей должны систематически проводиться осмотры трубопроводов подземных тепловых сетей и электрические измерения для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов.

Осмотры и электрические измерения проводятся с целью:

выявления состояния каналов и тепловых камер для установления наличия и уровня их затопления водой или заноса грунтом[1];

оценки интенсивности коррозионных разрушений трубопроводов тепловых сетей на участках, где зафиксированы признаки опасности наружной коррозии трубопроводов[1];

выявления участков тепловых сетей, проложенных бесканально, находящихся в зоне грунтов высокой коррозионной агрессивности;

выявления участков тепловых сетей, находящихся в зоне опасного влияния блуждающих токов с определением основных источников блуждающих токов;

определения характера влияния установок ЭХЗ смежных подземных сооружений на тепловые сети, а также возможности совместной защиты трубопроводов тепловых сетей со смежными сооружениями;

проведения проверки эффективности мероприятий по снижению утечки тока с рельсовых путей электрифицированного транспорта, работающего на постоянном токе.

6.6.2.2. Электрические измерения на стальных трубопроводах тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должны производиться ПЗК ОЭТС. К этим работам могут привлекаться также специализированные организации.

6.6.2.3. Электрические измерения на трассах вновь сооружаемых и реконструируемых тепловых сетей должны производиться, как правило, организациями, разрабатывающими проект наладки или реконструкции тепловых сетей, или специализированными организациями, разрабатывающими технические решения по защите тепловых сетей от наружной коррозии.

6.6.2.4. Измерения удельного электрического сопротивления грунтов (УЭС) производятся по мере необходимости для выявления участков трассы тепловых сетей бесканальной прокладки в грунтах с высокой коррозионной агрессивностью, а также для выбора типа, конструкции и расчета анодного заземлителя при необходимости электрохимической (катодной) защиты трубопроводов тепловых сетей.

6.6.2.5. Коррозионная агрессивность грунтов по их УЭС может определяться в полевых и лабораторных условиях.

6.6.2.6. Коррозионные измерения для определения опасного действия блуждающих токов на стальные трубопроводы подземных тепловых сетей должны проводиться в зонах влияния блуждающих токов один раз в 6 мес, а также после каждого значительного изменения режима работы систем электроснабжения электрифицированного транспорта (изменения графика работы электротранспорта, изменения расположения тяговых подстанций, отсасывающих пунктов и т.п.), условий, связанных с развитием сети подземных сооружений и источников блуждающих токов, введения средств ЭХЗ на смежных подземных сооружениях.

В остальных случаях измерения должны производиться один раз в два года.

6.6.2.7. Методики коррозионных измерений и обработки результатов приведены в [5].

6.6.2.8. Организации, выполняющие проектные, строительно-монтажные, пусконаладочные и эксплуатационные работы по защите тепловых сетей от наружной коррозии и связанные с ними испытания и электрические измерения, должны иметь соответствующие лицензии.

6.6.3. Эксплуатация средств электрохимической защиты трубопроводов тепловых сетей

6.6.3.1. Установки ЭХЗ должны находиться на профилактическом обслуживании, включающем их периодический технический осмотр, проверку эффективности работы установок, планово-предупредительный ремонт.

---

[1] Выявление участков затопления и заиливания непроходных каналов, оценка интенсивности коррозионных разрушений на поверхности трубопроводов может осуществляться различными методами, в том числе путем вскрытия грунта и строительных конструкций.

Основным назначением работ по профилактическому обслуживанию установок ЭХЗ является содержание установок в состоянии полной работоспособности, предупреждение их преждевременного износа и нарушений в работе.

6.6.3.2. Профилактическое обслуживание установок ЭХЗ должно производиться в соответствии с графиком технических осмотров и планово-предупредительных ремонтов, утвержденным главным инженером ОЭТС. График должен содержать перечень видов и объемов технических осмотров и ремонтных работ, сроки их проведения, указания по организации учета и отчетности о выполненных работах.

6.6.3.3. Технический осмотр установок ЭХЗ должен включать:

осмотр всех элементов установок ЭХЗ с целью выявления внешних дефектов, проверки отсутствия механических повреждений отдельных элементов, подгаров и следов перегрева, отсутствия раскопок на трассе дренажных кабелей и анодных заземлителей;

проверку исправности предохранителей;

очистку корпусов дренажного и катодного преобразователей и блока совместной защиты снаружи и внутри;

измерение силы тока и напряжения на выходе преобразователя;

измерение потенциала трубопровода в точке подключения установок;

запись в журнале установки о результатах выполненной работы.

6.6.3.4. Проверка эффективности действия устройств ЭХЗ должна включать все работы по техническому осмотру и измерения потенциалов в постоянно закрепленных контрольно-измерительных пунктах.

6.6.3.5. Технические осмотры и планово-предупредительные ремонты должны производиться в следующие сроки:

технический осмотр для катодных установок — два раза в месяц, для дренажных установок — четыре раза в месяц;

технический осмотр с проверкой эффективности — один раз в 6 мес;

текущий ремонт — один раз в год;

капитальный ремонт — в зависимости от условий эксплуатации (рекомендуемая периодичность — один раз в пять лет).

6.6.3.6. Все неисправности в работе установки ЭХЗ должны быть устранены в течение 24 ч после их обнаружения.

6.6.3.7. Эффективность действия дренажных и катодных установок должна проверяться два раза в год, а также при каждом изменении режима работы установок ЭХЗ и при изменениях, связанных с развитием сети подземных сооружений и источников блуждающих токов.

При обнаружении недостаточной эффективности действия защиты (сокращение зоны действия) или превышения значений потенциалов, установленных проектом защиты, должно быть произведено регулирование режима работы защиты.

6.6.3.8. Сопротивление растеканию тока с анодного заземлителя катодной станции следует измерять во всех случаях, когда режим работы катодной станции резко меняется, но не реже одного раза в год.

6.6.3.9. Подразделение по защите тепловых сетей от коррозии ОЭТС должно ежегодно составлять отчет о нарушениях в работе защитных установок.

6.6.3.10. Суммарная продолжительность перерывов в работе установок ЭХЗ на тепловых сетях не должна превышать 7 сут в течение года.

6.6.3.11. Эксплуатация электроизолирующих фланцевых соединений (ЭФС) должна заключаться в периодических технических осмотрах ЭФС и проверке их эффективности, которые должны проводиться не реже одного раза в год.

6.6.3.12. Коррозионные измерения, проводимые при проверке эффективности действия защитных установок и при их профилактическом техническом обслуживании, должны выполняться согласно указаниям [5].

6.7. Меры предупреждения и контроля интенсивности внутренней коррозии трубопроводов

6.7.1. Для предупреждения внутренней коррозии трубопроводов и оборудования СЦТ подпитка тепловых сетей должна производиться деаэрированной водой. Качество воды для подпитки тепловой сети должно удовлетворять требованиям [1], со-

держание растворенного кислорода не более 50 мкг/дм^3, содержание свободной угольной кислоты — 0.

В сетевой воде содержание растворенного кислорода, согласно [1], не должно превышать 20 мкг/дм^3, содержание свободной угольной кислоты — 0. В начале отопительного сезона и в послеремонтный период допускается повышение норм по содержанию кислорода до 30 мкг/дм^3 в течение 4 недель для закрытых систем теплоснабжения и 2 недель для открытых.

Избыточное давление в тепловой сети и во всех присоединенных системах теплопотребления в любой точке должно быть не ниже 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2) как во время циркуляции теплоносителя, так и при временном ее прекращении.

На водяных тепловых сетях и конденсатопроводах должен быть организован систематический контроль за содержанием растворенного кислорода путем анализов сетевой воды и конденсата в наиболее характерных точках (на выводах с ТЭЦ, концевых участках, в двух-трех промежуточных узлах магистрали).

Содержание растворенного кислорода в сетевой воде должно проверяться ежесменно путем отбора проб воды из подающего и обратного трубопроводов каждой магистрали или с помощью регистрирующих автоматических кислородомеров.

6.7.2. Состояние внутренней поверхности трубопроводов следует проверять в периоды текущего и капитального ремонтов путем осмотра вырезаемых для замены труб и труб у снимаемой для осмотра или ремонта арматуры.

6.7.3. Для контроля за внутренней коррозией водяных тепловых сетей и конденсатопроводов должен применяться метод оценки интенсивности процесса внутренней коррозии с помощью индикаторов коррозии (см. приложение 19), при котором на подающем и обратном трубопроводах водяных тепловых сетей и конденсатопроводах в характерных точках (см. п. 6.7.1) должны устанавливаться индикаторы коррозии.

6.7.4. Установка индикаторов коррозии должна предусматриваться в годовом плане ремонтных работ и проводиться по окончании ремонта перед заполнением трубопроводов сетевой водой. Точки установки индикаторов коррозии на трубопроводах тепловой сети намечаются начальником эксплуатационного района ОЭТС совместно с подразделением, ответственным за водно-химический режим в ОЭТС.

Список точек установки индикаторов коррозии утверждается главным инженером ОЭТС.

6.8. Эксплуатационные испытания тепловых сетей

6.8.1. В соответствии с требованиями [1] все тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;

испытаниям на максимальную температуру теплоносителя (температурным испытаниям) для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;

испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;

испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;

испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

6.8.2. Все виды испытаний должны проводиться раздельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается. Испытания, указанные в п. 6.8.1, должны выполняться в соответствии с [2], [30]* , [31], [32], [5].

---

* Согласно указаниям п. 4.12.26 ПТЭ [1] испытания по [30] должны проводиться на максимальную температуру теплоносителя, а не на расчетную. За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды исходя из реальной мощности источника тепловой энергии и подключенной тепловой нагрузки.

6.8.3. Для проведения каждого испытания в ОЭТС организуется специальная бригада во главе с руководителем испытаний, который назначается главным инженером.

Бригада комплектуется из работников СИНИ и персонала эксплуатационного района ОЭТС.

К проведению испытаний тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери и на наличие потенциалов блуждающих токов по усмотрению руководства ОЭТС могут привлекаться специализированные организации.

Сторонние организации, проводящие эти испытания, должны иметь соответствующие лицензии.

6.8.4. Руководитель испытаний должен заблаговременно определить необходимые мероприятия на тепловой сети и источнике тепловой энергии, которые должны быть выполнены в процессе подготовки сети к испытаниям. В число этих мероприятий входят:

врезка штуцеров для манометров и гильз для термометров;

врезка циркуляционных перемычек и обводных линий;

выбор средств измерений (манометров, термометров, расходомеров и т.п.) для каждой точки измерений в соответствии с ожидаемыми пределами измеряемых параметров при каждом режиме испытаний с учетом рельефа местности и др.

Для своевременной подготовки сети к испытаниям перечень подготовительных мероприятий передается начальнику эксплуатационного района ОЭТС и главному инженеру источника тепловой энергии не позднее чем за 10 дн до начала испытаний.

6.8.5. На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером ОЭТС и согласовывается с главным инженером источника тепловой энергии.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ОЭТС и дежурному инженеру источника тепловой энергии для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

6.8.6. Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

задачи и основные положения методики проведения испытания;

перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;

последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;

режимы работы оборудования источника тепловой энергии и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);

схемы работы насосно-подогревательной установки источника тепловой энергии при каждом режиме испытания;

схемы включения и переключений в тепловой сети;

сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;

точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;

оперативные средства связи и транспорта;

меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;

список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

6.8.7. Руководитель испытания перед началом испытания должен:

проверить выполнение всех подготовительных мероприятий;

организовать проверку технического и метрологического состояния средств измерений согласно нормативно-технической документации;

проверить отключение предусмотренных программой ответвлений и тепловых пунктов;

провести инструктаж всех членов бригады и сменного персонала по их обязанностям во время каждого отдельного этапа испытания, а также мерам по обеспечению безопасности непосредственных участников испытания и окружающих лиц.

6.8.8. Гидравлическое испытание на прочность и плотность вновь построенных тепловых сетей проводится до ввода их в эксплуатацию в соответствии с [2] и требованиями пп. 4.2.1-4.2.13 настоящей Типовой инструкции.

6.8.9. Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепловой энергии магистралям при отключенных

водоподогревательных установках источника тепловой энергии, отключенных системах теплопотребления, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от наличия оперативных средств связи между диспетчером ОЭТС, дежурным инженером источника тепловой энергии и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

6.8.10. Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями п. 1.1.4 [2].

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с п. 4.12.4 [2] и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в допустимых пределах, указанных выше.

Одновременное проведение гидравлических испытаний тепловых сетей на прочность и плотность и испытаний на максимальную температуру теплоносителя запрещается.

6.8.11. При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет давления, развиваемого сетевым насосом источника тепловой энергии или специальным насосом из опрессовочного пункта.

При испытании участков тепловой сети, в которых по условиям профиля местности сетевые и стационарные опрессовочные насосы не могут создать давление, равное пробному, применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

6.8.12. Длительность испытаний пробным давлением устанавливается главным инженером ОЭТС, но должна быть не менее 10 мин с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного.

6.8.13. Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40°С.

6.8.14. Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя (далее — температурные испытания) определяется руководителем ОЭТС.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепловой энергии до тепловых пунктов систем теплопотребления.

Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

6.8.15. Температурные испытания тепловых сетей, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки, должны проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее чем за 3 недели до начала отопительного периода.

6.8.16. Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90°С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

6.8.17. Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

6.8.18. На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

отопительные системы детских и лечебных учреждений;

неавтоматизированные системы горячего водоснабжения, присоединенные по закрытой схеме;

системы горячего водоснабжения, присоединенные по открытой схеме;

системы отопления, присоединенные через элеваторы с заниженными по сравнению с расчетными коэффициентами смешения;

отопительные системы с непосредственной схемой присоединения;

калориферные установки.

6.8.19. Отключение тепловых пунктов и систем теплопотребления производится первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающем и обратном трубопроводах тепловых пунктов, а в случае неплотности этих задвижек — задвижками в камерах на ответвлениях к тепловым пунктам. В местах, где задвижки не обеспечивают плотности отключения, необходимо устанавливать заглушки.

6.8.20. Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительно-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки энергетических характеристик и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем АО-энерго.

6.8.21. Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов СЦТ, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем АО-энерго.

6.8.22. Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся, как правило, при отключенных ответвлениях и тепловых пунктах систем теплопотребления.

6.8.23. При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплопотребления с указанием необходимых мер безопасности. Предупреждение вручается под расписку ответственному лицу потребителя.

6.8.24. При необходимости определения фактических гидравлических характеристик насосов и сетевых подогревателей следует руководствоваться [33] и [34].

6.8.25. Ежегодно после окончания отопительного периода в тепловых сетях должны выявляться дефекты, подлежащие устранению при ремонте. Одним из путей выявления дефектов является гидравлическая опрессовка тепловых сетей (см. п. 4.12.26 [1]).

6.8.26. Гидравлическая опрессовка тепловой сети проводится с целью выявления ослабленных мест, вызванных коррозией и усталостью металла трубопроводов, проверки качества сварочных работ, проведенных на сетях при текущих ремонтах.

6.8.27. Гидравлическая опрессовка проводится стационарными или передвижными насосами по утвержденному графику текущего ремонта тепловых сетей.

6.8.28. Порядок проведения гидравлической опрессовки определяется программой, утвержденной главным инженером ОЭТС.

6.8.29. Гидравлической опрессовке подвергаются магистральные и разводящие трубопроводы, принадлежащие ОЭТС, а также магистральные трубопроводы, проходящие по территории источника тепловой энергии до головных задвижек.

По просьбе потребителей их сети (от камер присоединения до ЦТП и ИТП) могут опрессовываться одновременно с трубопроводами, принадлежащими ОЭТС. В этом случае контроль за трубопроводами, принадлежащими потребителям, и обеспечение безопасности при проведении опрессовки должны обеспечиваться потребителями.

6.8.30. При проведении гидравлической опрессовки должна быть организована связь с бригадами, проводящими испытания, районным и центральным диспетчерскими пунктами ОЭТС.

6.8.31. Температура воды в сети при опрессовке не должна превышать 40°С.

6.8.32. Все потребители тепловой энергии должны быть уведомлены о графике проведения гидравлической опрессовки и проведения текущего ремонта не позднее чем за 10 дн до окончания отопительного периода.

6.8.33. Гидравлическая опрессовка проводится пробным давлением, которое должно быть не ниже 1,25 рабочего. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем организации, эксплуатирующей тепловые сети, согласно требованиям п. 1.1.4 [2] с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

6.8.34. Продолжительность гидравлической опрессовки при пробном давлении устанавливается главным инженером ОЭТС с учетом местных условий.

6.8.35. Опрессовка подающего и обратного трубопроводов проводится раздельно.

6.8.36. До начала гидравлической опрессовки эксплуатационный район ОЭТС обязан не менее чем за три дня предупредить телефонограммами или письменно под расписку установленной формы всех потребителей, строительно-монтажные организации, ведущие работы на испытываемом участке тепловой сети, граничные эксплуатационные районы ОЭТС, источник тепловой энергии о предстоящей опрессовке и необходимых мерах безопасности.

6.8.37. При опрессовке головных участков магистральных трубопроводов, расположенных на территории источника тепловой энергии, или при расхолаживании тепловой сети с использованием сетевых насосов источника тепловой энергии программа опрессовки должна быть согласована с главным инженером источника тепловой энергии.

6.8.38. До начала опрессовки проводится ревизия и проверка работы опрессовочного насоса.

6.8.39. Накануне опрессовки подготавливается схема сети:

задвижками и заглушками выделяется участок для опрессовки;

открывается задвижка на обратном трубопроводе, через которую намечена подпитка участка при расхолаживании (понижении температуры воды в трубопроводе до установленного предела 40°С и ниже).

6.8.40. Для понижения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе:

открываются необходимые перемычки между подающим и обратным трубопроводами;

циркуляция обеспечивается сетевыми насосами источника тепловой энергии без подогрева воды (могут быть задействованы насосы подкачивающей насосной станции);

в случае применения метода вытеснения горячей сетевой воды из подающего трубопровода расхолаживаемого участка в работающие сети в соответствующих камерах открываются задвижки на подающем трубопроводе;

в программе опрессовки указываются необходимые при проведении расхолаживания параметры сетевой воды на коллекторе источника тепловой энергии (и подкачивающей насосной станции), а также допустимые их отклонения; при этом должно быть отмечено, что в случае отклонения заданных параметров от допустимых, расхолаживание должно быть прекращено до выяснения и устранения причин, вызвавших отклонения;

организовывается контроль за ходом расхолаживания в тепловых сетях ОЭТС и потребителей в местах, предусмотренных программой, с передачей в эксплуатационный район значений гидравлических и температурных параметров каждый час, а в случае отклонения от предусмотренных программой значений — немедленно;

расхолаживание продолжается до понижения температуры сетевой воды до 40°С и ниже во всех точках контроля.

6.8.41. После окончания расхолаживания закрываются задвижки на подающих трубопроводах на границе с работающими сетями, останавливаются сетевые насосы, закрываются головные задвижки на источнике тепловой энергии (и подкачивающей насосной станции);

на испытываемом участке тепловой сети устанавливается давление, равное давлению в обратном трубопроводе работающих сетей, но не менее 50 кПа (0,5 кгс/см^2) в верхней точке участка.

6.8.42. Перед началом опрессовки проверяется, чтобы все перемычки и связи с работающими сетями были закрыты; тщательно удаляется воздух из трубопроводов через воздушники в верхних точках испытываемого участка; собирается схема включения опрессовочного насоса.

6.8.43. После включения опрессовочного насосного агрегата давление на испытываемом участке трубопровода постепенно повышается до указанного в программе значения

и выдерживается в течение заданного времени (см. п. 6.8.34).

Затем давление в трубопроводе постепенно понижается, после чего опрессовочный насосный агрегат выключается.

Испытываемый трубопровод путем открытия соответствующей задвижки ставится под давление в обратном трубопроводе работающей сети и проводится тщательный осмотр трубопровода, фиксируются все обнаруженные дефекты.

6.8.44. Если в ходе опрессовки наблюдается резкое понижение давления на напорной стороне опрессовочного насоса или возрастание значения подпитки на источнике тепловой энергии, опрессовочный насосный агрегат должен быть немедленно остановлен. Опрессовка может быть продолжена после выявления места и ликвидации повреждения или отключения поврежденного участка.

6.8.45. Перед каждым последующим повышением давления из верхней точки испытываемого трубопровода должен быть удален воздух.

6.8.46. По окончании гидравлической опрессовки составляется акт, в котором указывается:

участок тепловой сети, подвергшийся опрессовке;

значения давлений в подающем и обратном трубопроводах при опрессовке;

время и значение каждого повышения давления до и после ликвидации выявленных повреждений;

место и диаметр трубопровода, где были обнаружены повреждения;

объем выполненных ремонтных работ;

готовность испытанного участка к эксплуатации.

Акт гидравлической опрессовки подписывается начальником эксплуатационного района ОЭТС, старшим мастером и мастером участка эксплуатационного района и утверждается главным инженером ОЭТС.

6.9. Организация и ведение режима работы системы централизованного теплоснабжения

6.9.1. Организация, эксплуатирующая тепловые сети:

задает гидравлический и тепловой режимы — давления в подающем и обратном выводных коллекторах (трубопроводах) источников тепловой энергии, температуру сетевой воды в подающих выводных трубопроводах в зависимости от температуры наружного воздуха; при этом указываются ожидаемые расходы сетевой воды по подающему и обратному выводным трубопроводам источника тепловой энергии; задает гидравлический режим подкачивающих и подмешивающих насосных станций; разрабатывает режимы зарядки и разрядки баков-аккумуляторов горячей воды;

разрабатывает гидравлические и тепловые режимы и мероприятия, связанные с перспективным развитием СЦТ;

контролирует соблюдение источником тепловой энергии теплового и гидравлического режимов в течение промежутка времени в пределах 12-24 ч, что определяется диспетчером ОЭТС в зависимости от протяженности сетей, климатических условий и других факторов;

разрабатывает мероприятия по выходу из возможных аварийных ситуаций в системе централизованного теплоснабжения;

руководит ликвидацией и локализацией технологических нарушений (аварий) в тепловой сети, оперативно управляя действиями диспетчера источника тепловой энергии;

контролирует соблюдение договорных режимов теплопотребления потребителей.

7. ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТРОЙСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ И СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ ОЭТС

7.1. Организационные и технические требования при эксплуатации средств автоматизации содержатся в [1].

7.2. Требования к проектированию, строительству, монтажу, наладке и испытаниям средств автоматизации содержатся в действующих нормативно-технических документах. В их число входят [14], [29], [3], [45], [48], [46], [47].

7.3. Все вновь смонтированные или реконструированные, а также налаженные

впервые или повторно средства автоматизации принимаются из монтажа или наладки после полного завершения работ в объеме рабочего проекта в соответствии с требованиями, установленными [14], [29], [3], [1], техническими условиями, действующими инструкциями и другими нормативно-техническими документами по монтажу и наладке.

7.4. Приемка средств автоматизации в эксплуатацию после монтажа и наладки должна производиться приемочной комиссией. Состав приемочной комиссии определяется заказчиком (техническим руководством ОЭТС). Приемка средств автоматизации производится приемочной комиссией независимо от способа монтажных работ (подрядного, хозяйственного).

7.5. В состав приемочной комиссии включаются представители:

а) персонала, обслуживающего средства автоматизации (СИНИ ОЭТС);

б) персонала, обслуживающего автоматизированное технологическое оборудование (подкачивающие насосные станции, центральные тепловые пункты и др.);

в) монтажной или наладочной организации, предъявляющей к приемке в эксплуатацию приборы и средства автоматизаций;

г) проектной организации;

д) организации, выполняющей режимную наладку (специализированной наладочной организации).

7.6. Порядок ввода в действие средств автоматизации в тепловых сетях должен быть следующий:

а) сдача заказчиком монтажной организации необходимой для проведения монтажа технической документации, щитовых помещений, мест установки средств автоматизации и аппаратуры. Аппаратура автоматизации до установки на место должна пройти предварительно стендовую проверку, которую выполняет специализированная наладочная организация;

б) монтаж средств автоматизации, выполняемый монтажной организацией, с подготовкой к включению, индивидуальной проверкой (опробованием) на месте смонтированных систем по специальной программе для определения качества монтажа и сдача смонтированных средств автоматизации приемочной комиссии заказчика;

в) пусковая наладка средств автоматизации, выполняемая монтажной организацией в объеме, необходимом для проведения комплексного опробования энергетического оборудования. Сдача пускового комплекса средств автоматизации приемочной комиссии заказчика по акту сдачи-приемки пусконаладочных работ по вводу средств автоматизации (см. приложение 29);

г) режимная наладка средств автоматизации, выполняемая специализированной наладочной организацией после отладки режима работы энергетического оборудования, и сдача их в эксплуатацию приемочной комиссии заказчика по акту сдачи-приемки средств автоматизации из режимной наладки (см. приложение 30).

7.7. Режимная наладка гидравлической автоматической системы регулирования (ГАСР) должна производиться в соответствии с [45].

7.8. Режимную наладку электронных автоматических систем регулирования рекомендуется проводить в соответствии с [48].

7.9. Режимная наладка гидравлических средств автоматизации должна завершаться испытаниями ГАСР в соответствии с требованиями, изложенными в [46].

7.10. Режимная наладка электронных средств автоматизации завершается испытаниями автоматической системы регулирования (АСР), которые могут быть проведены в соответствии с указаниями, изложенными в [48].

7.11. Испытания организуются с целью оценки качества работы регуляторов и определения динамических и статических характеристик.

7.12. Перед включением ГАСР непрямого действия необходимо проверить наличие давления рабочей среды и продуть импульсные линии.

7.13. В качестве рабочей среды для гидравлических регулирующих приборов должна применяться водопроводная или сетевая вода с температурой от 5°С до 90°С и давлением от 0,2 МПа (2 кгс/см^2) до 1,0 МПа (10 кгс/см^2). Как исключение допускается использование воды с температурой выше 90°С со сливом ее в дренаж и с применением предварительного охлаждения.

7.14. Среднесуточный эксплуатационный расход рабочей среды у гидравлических ре-

гулирующих приборов с дроссельным управляющим элементом должен быть не более 30 л/ч, с дискретным управляющим элементом — 10 л/ч.

7.15. В целях экономии рабочей среды допускается применять бессливную схему. Следует учитывать, что бессливная схема возможна при наличии достаточного перепада давлений между точкой отбора рабочей среды и точкой его возврата.

7.16. Перед гидравлическим регулятором на линии рабочей среды обязательна установка фильтра.

7.17. Автоматические регуляторы с питанием от электросети, средства измерений и устройства дистанционного управления должны быть оснащены устройством автоматического включения резервного питания. Для контроля напряжения должна быть предусмотрена световая и звуковая сигнализация.

Исправность средств автоматического включения резервного электропитания должна периодически в соответствии с инструкциями проверяться по графику, утвержденному главным инженером ОЭТС.

7.18. Если технологическое оборудование объекта автоматизации оснащено несколькими регуляторами, то порядок их включения не должен нарушать режим работы этого оборудования.

7.19. Подготовленные к пуску и проверенные в работе автоматические регуляторы включаются оперативным персоналом подразделения, эксплуатирующего технологическое оборудование.

Допускается включение автоматических регуляторов на работающем технологическом оборудовании персоналом, в чьем оперативном ведении находятся средства автоматизации, а также представителями специализированных организаций, выполняющих их наладку, при наблюдении и с разрешения оперативного персонала, эксплуатирующего технологическое оборудование. С момента включения регуляторов персонал, эксплуатирующий технологическое оборудование, несет полную ответственность за сохранность средств автоматизации.

Автоматические регуляторы должны включаться при спокойной работе оборудования.

Не работавшие ранее автоматические регуляторы должны включать два человека из оперативного персонала, эксплуатирующего технологическое оборудование, и СИНИ ОЭТС, из которых один — представитель СИНИ выполняет операции по включению, а другой,— обслуживающий технологическое оборудование, ведет наблюдение за работой оборудования и регуляторов.

Перед включением необходимо проверить:

а) действие дистанционного управления регулирующим органом. Для этого перемещают регулирующий орган на два-четыре деления по указателю положения в разные стороны. Регулирующий орган при этом должен перемещаться плавно, в чем необходимо убедиться по указателю положения и контрольно-измерительным приборам;

б) наличие напряжения питания и исправность действия автоматического резерва питания для электронных регуляторов;

в) наличие давления рабочей среды — 0,2-1,0 МПа (2-10 кгс/см^2) для гидравлических регуляторов.

Необходимо периодически проверять, правильно ли реагирует регулятор на отклонения регулируемого параметра и не выходят ли отклонения его за допустимые пределы.

При включении (отключении) регулятора должна учитываться связь между автоматическими регуляторами по процессу. Например, на подкачивающих насосных станциях сначала включается защита от аварийного повышения давления, затем устройство "рассечки", далее регуляторы давления "после себя", "до себя", "подпитки теплосети".

7.20. Отключение автоматических регуляторов производится оперативным персоналом, эксплуатирующим технологическое оборудование.

Автоматический регулятор должен быть временно отключен:

а) если регулирующий орган длительное время находится в крайнем положении;

б) если отклонения параметров или переход в режим автоколебаний вызваны неустойчивой работой оборудования или нехарактерными большими возмущениями.

Автоматический регулятор должен быть отключен, если неисправна механическая часть регулирующего органа.

7.21. В случае сомнений в правильности действия автоматического регулятора необхо-

димо проверить его работу. Для этого переключатель устанавливают в положение регулирующего органа до тех пор, пока регулируемый параметр не отклонится на допустимое значение. После этого переключатель переводится в положение автоматического управления. Нормально действующий регулятор должен возвратить параметр к заданному значению.

Если обнаруживается, что значение регулируемого параметра отличается от заданного, необходимо изменить настройку регулятора задатчиком и убедиться в правильности его действия.

В обязанность оперативного персонала, обслуживающего технологическое оборудование, входит поддержание чистоты наружных частей регулятора.

О всех случаях отключения регуляторов оперативный персонал, эксплуатирующий технологическое оборудование, должен сообщить диспетчеру ОЭТС.

7.22. Источники тепловой энергии, тепловые сети и системы теплопотребления должны быть оснащены устройствами технологической защиты, обеспечивающими защиту оборудования при аварийных нарушениях заданного гидравлического режима работы тепловой сети, сопровождающихся повышением давления сверх допустимого значения.

7.23. Необходимость и достаточность установки устройства защиты от аварийного повышения давления должна определяться на основании гидродинамического расчета СЦТ и (или) специальных испытаний.

Определение параметров работы устройств защиты от аварийного повышения давления должно выполняться на основе анализа результатов специальных гидродинамических испытаний СЦТ.

7.24. При срабатывании устройств защиты (рассечки) тепловых сетей исполнительный орган, установленный на подающем трубопроводе, должен закрываться быстрее, а открываться медленнее, чем исполнительный орган, установленный на обратном трубопроводе.

Время опережения или запаздывания определяется в процессе проведения наладочных работ и должно фиксироваться в местной инструкции.

Работа устройств защиты должна проверяться перед началом и по окончании отопительного периода.

7.25. Значения уставок технологических защит и технологических блокировок должны соответствовать значениям, определяемым картой (журналом) уставок технологических защит и технологических блокировок, утвержденной главным инженером ОЭТС. Значения уставок и выдержек времени срабатывания технологических защит и технологических блокировок определяются на основании специальных испытаний.

7.26. Аппаратура защиты, имеющая устройства для изменения уставок, должна быть опломбирована (кроме регистрирующих приборов). Пломбы разрешается снимать только оперативному персоналу с записью об этом в оперативном журнале. Снятие пломб разрешается только при отключенной защите.

7.27. Исполнительные операции защит и устройства АВР должны опробоваться оперативным персоналом с записью в оперативном журнале перед пуском оборудования, после его простоя более 3 сут или если во время останова на срок менее 3 сут проводились ремонтные работы в цепях защит.

7.28. Средства технологических защит (измерительные приборы, арматура импульсных линий и др.) должны иметь внешние отличительные признаки.

На шкалах приборов должны быть отметки уставок срабатывания защит.

7.29. Технологические защиты должны быть снабжены устройствами, фиксирующими первопричину срабатывания защит.

Все случаи срабатывания защит, а также их отказов должны учитываться и анализироваться.

7.30. Технологические защиты, введенные в постоянную эксплуатацию, должны быть включены в течение всего времени работы оборудования, на котором они установлены. Запрещается вывод из работы исправных технологических защит.

Вывод из работы устройств технологической защиты на работающем оборудовании разрешается только в случаях:

необходимости отключения защиты, обусловленной инструкцией по эксплуатации основного оборудования;

очевидной неисправности оборудования.

Отключение должно выполняться по распоряжению диспетчера ОЭТС с обязательным уведомлением главного инженера ОЭТС.

Во всех остальных случаях отключение защит должно выполняться только по распоряжению главного инженера ОЭТС.

Производство ремонтных и наладочных работ в схемах включенных защит запрещается.

7.31. К обслуживанию и ремонту средств автоматизации допускается специально обученный и аттестованный персонал, который должен знать:

технологическую схему объекта автоматизации, характеристики и режимы работы оборудования;

назначение, устройство и принцип действия регуляторов;

правила включения и отключения регуляторов и их отдельных элементов;

методики и способы проверки, испытаний и определения неисправностей регуляторов и их технического обслуживания;

местные инструкции, составленные применительно к конкретному объекту автоматизации.

7.32. Обслуживающий персонал ОЭТС несет ответственность за работоспособное состояние средств автоматизации, принятых в постоянную или временную эксплуатацию на тепловых сетях.

7.33. При обслуживании оперативным персоналом средств автоматизации необходимо:

один раз в сутки проверять работу регуляторов с просмотром оперативного журнала и журнала дефектов и анализом работы регулятора по диаграммам регулирующих приборов;

один раз в неделю проверять настройку средств автоматизации, состояние движущихся частей при заданном режиме и при искусственно вызываемых (с разрешения диспетчера ОЭТС) резких изменениях параметра, подлежащего регулированию;

один раз в месяц проверять плотность соединительных (импульсных) линий и продувать их;

во время останова тепловой сети в летний период производить планово-предупредительный ремонт средств автоматизации, проверку состояния уплотняющих кромок клапанов, качества притирки их к седлам; состояние пружин, штоков, мембран и сильфонов, регулирующих, импульсных и отсечных клапанов;

не реже одного раза в месяц предусматривать переключения средств автоматизации с одного источника питания на другой (с записью в оперативном журнале объекта), в схемах которых по условиям надежности их работы предусмотрены два источника питания.

7.34. Персонал, обслуживающий средства автоматизации, должен отключать их по разрешению главного инженера ОЭТС с уведомлением дежурного диспетчера ОЭТС в следующих случаях:

при обнаружении неисправностей регулятора или его узлов;

при исчезновении питания на действующем регуляторе.

В этих случаях управление регулирующим органом должно быть переведено с автоматического на ручное или дистанционное.

В оперативном журнале должна быть сделана запись с указанием времени и причины отключения регулятора. При этом должны быть приняты меры по устранению неисправности.

7.35. Все автоматизированные объекты тепловой сети (насосные станции, центральные тепловые пункты и др.)[1], на которых нет постоянного дежурного персонала, должны проверяться обслуживающим персоналом не реже одного раза в сутки, а при получении сигнала о неисправностях оборудования или о нарушении заданных значений контролируемых параметров — немедленно.

Аварийный сигнал телесигнализации должен срабатывать в следующих случаях:

обесточивание (потеря электропитания) насосной станции;

отключение основного и включение от АВР резервного насосного агрегата;

нагрев подшипников или электродвигателя сверх допустимых пределов;

затопление помещения насосной станции, связанное с аварийным поступлением воды, с откачкой которой не справляется дренажный насос, а также в случае выхода последнего из строя;

срабатывание защитных или блокировочных систем;

---

[1] Объем оснащения автоматизированных объектов тепловой сети (насосных станций, центральных тепловых пунктов и др.) средствами телесигнализации должен удовлетворять требованиям [3].

аварийное отключение без восстановления регулируемых параметров за пределы допустимых значений;

срабатывание пожарно-охранной сигнализации.

Другие случаи подачи аварийного сигнала определяются проектной организацией совместно с ОЭТС, исходя из технологических особенностей объекта с учетом требований [3].

7.36. Ремонт автоматических регуляторов и устройств дистанционного управления должен производиться во время ремонта основного оборудования.

7.37. Надзор за состоянием средств измерений должно осуществлять метрологическое подразделение ОЭТС (СИНИ). Деятельность этого подразделения должна осуществляться в соответствии с [35], Положением о метрологической службе РАО "ЕЭС России" и отраслевыми нормативными документами.

7.38. Узлы учета тепловой энергии должны быть оборудованы средствами измерения в соответствии с требованиями действующих Правил учета тепловой энергии и теплоносителей.

Средства измерения тепловой энергии и теплоносителей должны быть аттестованы Госстандартом России в качестве средств коммерческого учета и зарегистрированы в Госреестре средств измерений, должны удовлетворять требованиям Госэнергонадзора РФ.

7.39. Расчет сужающих устройств (диафрагм) для коммерческих приборов узлов учета должен выполняться в соответствии с [49], [50], [51].

7.40. Стандартные сужающие устройства (диафрагмы) с кольцевыми камерами типа ДК для трубопроводов с условным проходом D_y 50-500 мм и рабочим давлением и температурой, соответствующие значениям условного давления до 10 МПа (100 кгс/см^2), должны изготовляться по [52].

7.41. Выбор средств измерения для осуществления учета тепловой энергии и теплоносителей, а также для контроля качества тепловой энергии и режимов теплопотребления производится в соответствии с действующими Правилами учета тепловой энергии и теплоносителей и другими документами Минтопэнерго РФ и Госстандарта России.

7.42. Приборы, по которым ведется контроль за работой оборудования, а также приборы коммерческого учета должны быть защищены от несанкционированного доступа и опломбированы.

7.43. Тепловые щиты, переходные коробки и сборные кабельные ящики должны быть пронумерованы. Все зажимы и подходящие к ним провода, а также импульсные линии измерительных приборов и средств автоматизации должны быть маркированы. На всех датчиках и вторичных приборах должны быть сделаны надписи о назначении приборов.

7.44. В структурном подразделении ОЭТС, осуществляющем эксплуатацию средств автоматизации, защиты и измерений (СИНИ), должны быть подробные схемы расстановки автоматических регуляторов и приборов, монтажные схемы с указанием маркировки, а также инструкции по эксплуатации.

7.45. На все измерительные приборы должны быть составлены паспорта с отметкой о периодических поверках и производственных ремонтах.

Если при использовании приборов необходимо введение поправок по результатам поверки, должен быть выписан аттестат с поправками на показания приборов.

Кроме того, должны вестись журналы записи результатов поверок и ремонтов приборов.

8. ЛИКВИДАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ (ПОВРЕЖДЕНИЙ) В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ

8.1. Задачи и организация противоаварийных работ

8.1.1. Задачей персонала ОЭТС при возникновении технологического нарушения (повреждения) в тепловой сети является возможно быстрое обнаружение повреждения и ограничение его распространения (локализация), срочный ремонт или замена вышедших из строя трубопроводов и оборудования, вос-

становление в кратчайший срок нормального теплоснабжения потребителей тепловой энергии.

В случаях, когда для устранения повреждения трубопроводов или оборудования требуется продолжительное время, персонал ОЭТС должен использовать резервные аварийные перемычки, а также резервные источники тепловой энергии с тем, чтобы продолжительность перерыва в подаче тепловой энергии потребителям была минимальной.

8.1.2. Для выполнения работ по ликвидации аварий и крупных повреждений на трубопроводах и оборудовании в ОЭТС приказом директора должны быть созданы аварийно-восстановительные бригады (АВБ) из числа ремонтного персонала. В крупных ОЭТС АВБ могут создаваться в каждом эксплуатационном районе.

В оперативном отношении АВБ подчиняются диспетчеру ОЭТС (дежурному инженеру эксплуатационного района), а в административном — главному инженеру ОЭТС (начальнику эксплуатационного района).

8.1.3. Количество АВБ в ОЭТС и эксплуатационных районах, их состав, а также табель закрепляемых за каждой из них парка машин и механизмов, инструментов и приспособлений утверждаются директором ОЭТС.

8.1.4. Аварийно-восстановительную бригаду возглавляет мастер, назначаемый приказом директора ОЭТС. Руководитель АВБ отвечает за правильную и безопасную организацию работ персонала бригады, за сроки выполнения и качество работ. В состав АВБ включаются слесари, газоэлектросварщики, экскаваторщики, автокрановщики, машинисты передвижных электростанций, а также шоферы оперативных и аварийных автомашин.

8.1.5. Персонал АВБ и закрепленные за ней машины для ликвидации повреждений должны находиться в постоянной круглосуточной готовности.

Дежурство АВБ организуется круглосуточно, посменно.

8.1.6. При приемке и сдаче смен АВБ необходимо проверять наличие и исправность инструмента, оборудования, механизмов и машин согласно утвержденному табелю.

8.1.7. При возникновении аварий и крупных повреждений персонал АВБ одного эксплуатационного района может привлекаться для их ликвидации в другие эксплуатационные районы по распоряжению диспетчера ОЭТС.

8.1.8. Привлечение АВБ к работам, не связанным с ликвидацией аварий и крупных повреждений, производится только по указанию руководства ОЭТС через диспетчера ОЭТС.

8.1.9. В каждом ОЭТС (эксплуатационном районе) должна быть составлена местная эксплуатационная инструкция, утвержденная главным инженером ОЭТС, с четко разработанным оперативным планом действий при технологическом нарушении (аварии, повреждении) на любой тепломагистрали применительно к местным условиям и коммуникациям сети, предусматривающая порядок отключения магистралей, ответвлений от них и абонентских сетей, возможные переключения для подачи тепловой энергии потребителям от других магистралей. К местной инструкции должны быть приложены схемы возможных аварийных переключений между магистралями. Для подготовки схем должны быть рассчитаны изменения напоров и расходов в разных точках сети в зависимости от пропускной способности оставшихся в работе магистралей. Схема и расчет должны предусматривать минимально допустимую циркуляцию воды в системах отопления.

8.1.10. Схемы резервирования должны предусматривать использование средств автоматического поддержания заданных параметров теплоносителя при нормальном и аварийных режимах, обеспечивающих защиту от повышения давления сверх допустимого и опорожнения сетей и систем теплопотребления, а также от поступления перегретой воды в сеть смешанной воды после насосных станций смешения.

8.1.11. В зависимости от местных климатических условий, утепленности и конструкций зданий должны быть определены длительность отключения отдельных зданий и участков сети в зависимости от температуры наружного воздуха без спуска воды и условия, при которых требуется опорожнение системы отопления.

К расчету должен быть приложен график очередности отключений и наполнений участков тепловой сети и отопительных систем при разработанных вариантах аварийных режимов.

8.1.12. Должна быть разработана схема изменения работы теплофикационного оборудования источника тепловой энергии в аварийных ситуациях.

8.1.13. Для каждого секционированного участка тепломагистралей должна быть проверена плотность отключающей арматуры и установлена возможность спуска из него воды, а также фактическая скорость его опорожнения и наполнения.

8.1.14. Все рабочие места оперативного персонала ОЭТС должны быть обеспечены инструкциями по ликвидации технологических нарушений, которые определяют порядок действий дежурного персонала при технологических нарушениях.

8.1.15. С персоналом эксплуатационных районов и дежурными инженерами районов должны регулярно, не реже одного раза в квартал, проводиться тренировки с отработкой четкости, последовательности и быстроты выполнения противоаварийных операций.

8.1.16. Ликвидация технологических нарушений в тепловых сетях производится под руководством дежурного диспетчера ОЭТС или дежурного инженера района в зависимости от способа оперативного управления поврежденным оборудованием.

Дежурный диспетчер ОЭТС несет полную ответственность за ликвидацию аварийного положения, единолично принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима в том числе и в случае нахождения на диспетчерском пункте лиц руководящего административно-технического персонала.

При этом распоряжения указанных лиц, не соответствующие намеченному диспетчерскому плану ликвидации технологического нарушения, являются для диспетчера только рекомендательными, которые он имеет право не выполнять, если считает их неправильными.

8.1.17. Находящиеся на диспетчерском пункте лицо руководящего административно-технического персонала имеет право взять руководство ликвидации технологического нарушения на себя или поручить руководство другому лицу, если считает действия диспетчера неправильными.

Передача руководства ликвидацией технологического нарушения должно быть оформлено в оперативном журнале дежурного диспетчера.

8.1.18. Распоряжения дежурного диспетчера по вопросам, входящим в его компетенцию, должны выполняться немедленно и безоговорочно, за исключением распоряжений, угрожающих безопасности людей и сохранности оборудования. Ответственность за необоснованную задержку выполнения распоряжения диспетчера несут лица, не выполнившие распоряжение, а также руководители, санкционировавшие это невыполнение.

Указания начальников районов и служб ОЭТС, а также руководства источника тепловой энергии по вопросам, входящим в компетенцию дежурного диспетчера ОЭТС, выполняются дежурным персоналом только по согласованию с дежурным диспетчером ОЭТС.

8.1.19. При ликвидации технологического нарушения оперативному персоналу обеспечивается первоочередная связь, в случае необходимости прерываются остальные переговоры, другим лицам запрещается использовать оперативные диспетчерские каналы связи.

8.1.20. Во время ликвидации технологического нарушения на диспетчерском пункте ОЭТС и района имеют право находиться лишь лица, непосредственно участвующие в ликвидации технологического нарушения, и лица руководящего административно-технического персонала. Список таких лиц утверждается директором ОЭТС.

8.2. Мероприятия по обнаружению и предотвращению развития технологических нарушений (повреждений) в тепловой сети

8.2.1. Наиболее характерным признаком возникновения технологического нарушения (далее повреждения) в тепловой сети является понижение давления в трубопроводах, для поддержания которого требуется многократное увеличение подпитки (в три-четыре раза и более нормальной).

8.2.2. При увеличении подпитки тепловой сети сверх нормы дежурный диспетчер

ОЭТС на время отыскания места утечки обязан обеспечить нормальный гидравлический режим. В крайнем случае во избежание опорожнения систем теплопотребления он должен с разрешения главного инженера ОЭТС дать указание о подпитке сети технической недеаэрированной водой, о чем после прекращения подпитки следует составить акт, в котором указывается количество сырой воды ($м^3$), использованной для подпитки, и причина перевода подпитки на сырую воду.

8.2.3. Для ускорения обнаружения и локализации повреждения должен быть максимально использован имеющийся в распоряжении дежурного диспетчера транспорт технической помощи, который должен быть направлен в район немедленно после получения сведений о повреждении.

8.2.4. Независимо от масштаба повреждения и величины утечки в течение всего периода отыскания места повреждения необходимо поддерживать нормальный эксплуатационный или разработанный аварийный режим тепловой сети, т.е. давление в сети, заданное диспетчером, и температуру воды. Для этого должны использоваться все подпиточные средства и в том числе, как указывалось выше (см. п. 8.2.2), подпитка сети технической недеаэрированной водой.

8.2.5. При возникновении повреждения на каком-либо участке магистрали следует использовать соединительные перемычки между смежными магистралями для переключения нагрузки на неповрежденную магистраль по заранее разработанным схемам.

8.2.6. При повреждении магистрали в районе, снабжаемом тепловой энергией от двух источников тепловой энергии, следует использовать перемычки между магистралями смежных районов для обеспечения полного или частичного теплоснабжения потребителей, подключенных к поврежденной магистрали.

8.2.7. При недостатке тепловой мощности индивидуального теплового пункта следует дать указание потребителям о временном отключении систем горячего водоснабжения и частичном отключении систем вентиляции на промышленных предприятиях и в общественных зданиях; список таких объектов, которые могут быть отключены, должен быть заранее составлен и согласован с потребителями тепловой энергии (см. разд. 8.3).

8.2.8. При вынужденном длительном отключении отопительных систем при низкой температуре наружного воздуха для предотвращения их замерзания необходимо обеспечить своевременное полное освобождение их от воды (полное опорожнение).

8.2.9. При отключении в зимнее время участков тепловой сети, паро- и конденсатопроводов необходимо обеспечить полное их опорожнение, обращая особое внимание на спуск воды из дренажных устройств, наиболее подверженных замерзанию.

8.2.10. О возникновении технологического нарушения дежурный диспетчер ОЭТС (дежурный инженер района), не задерживая работ по ликвидации технологического нарушения, обязан сообщить главному диспетчеру ОЭТС и руководству ОЭТС.

Главный диспетчер ОЭТС и руководство ОЭТС должны сообщить о технологическом нарушении диспетчеру АО-энерго и другим лицам по списку, утвержденному директором ОЭТС; муниципальному органу и органам милиции для принятия дополнительных мер безопасности и при необходимости для оповещения населения через сеть радиовещания о требуемых мерах безопасности.

8.2.11. При получении сигнала (сообщения) о технологическом нарушении (повреждении) дежурный диспетчер ОЭТС (дежурный инженер района) обязан:

уточнить у сообщившего лица координаты места повреждения (подробный адрес, ориентиры и т.д.), выяснить, по возможности, какой элемент тепловой сети поврежден, характер повреждения;

немедленно направить к месту повреждения АВБ, сообщив руководителю АВБ все имеющиеся сведения о характере повреждения, ориентировочном наборе материалов, перечне машин и механизмов, необходимых для ликвидации повреждения;

сообщить о случившемся руководству эксплуатационного района ОЭТС, в котором произошло повреждение;

немедленно принять меры к ограждению места повреждения, установлению предупредительных плакатов, а при ограниченной видимости — красных фонарей для предотвращения несчастных случаев с пешеходами и

автотранспортом (ограждения, фонари, плакаты должны постоянно находиться в аварийной автомашине);

выставить дежурных на поврежденных участках бесканальной прокладки, особенно с песчаными грунтами, где возможны размывы грунта на значительной площади;

получив точную информацию о характере и месте повреждения, принять срочные меры по отключению поврежденного участка тепловой сети;

принять меры по ликвидации повреждения и по предотвращению развития аварийной ситуации (по локализации повреждения) и усугубления ее последствий и восстановлению нормального режима работы тепловой сети;

записывать на магнитофон все оперативные переговоры по ликвидации повреждения, начиная с момента получения сигнала о повреждении;

вести записи о всех действиях в оперативном журнале.

8.2.12. Аварийно-восстановительная бригада по прибытии на место повреждения поступает в распоряжение лица, ответственного за ликвидацию технологического нарушения.

8.2.13. Лицо, ответственное за ликвидацию технологического нарушения, отдает распоряжение членам бригады только через руководителя АВБ.

8.2.14. Руководство ОЭТС или эксплуатационного района обязано предупредить, а при необходимости вызвать ответственных представителей других организаций, имеющих подземные коммуникации в месте повреждения, и согласовать с ними, а также с местными административными органами разрытие траншей и котлованов, необходимое для ликвидации повреждения.

8.2.15. Если работа по ликвидации повреждения по своему объему не может быть выполнена силами АВБ, руководитель АВБ должен доложить об этом ответственному за ликвидацию технологического нарушения лицу или диспетчеру, которое в этом случае обязано принять меры по привлечению дополнительной рабочей силы и механизмов.

8.2.16. Ответственный за ликвидацию технологического нарушения обязан через функциональные отделы и службы ОЭТС обеспечить АВБ необходимыми материалами, машинами, механизмами, а также соответствующей технической документацией.

8.2.17. Работы по ликвидации технологического нарушения ведутся круглосуточно. Приемка и сдача смены во время ликвидации технологического нарушения запрещается. Пришедший на смену оперативный персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией технологического нарушения.

При затянувшейся ликвидации технологического нарушения в зависимости от ее характера допускается сдача смены по разрешению главного инженера ОЭТС.

8.2.18. Все переключения в аварийных условиях производятся оперативным (оперативно-ремонтным) персоналом в соответствии с требованиями правил техники безопасности и инструкции по производству оперативных переключений, которая должна иметься в ОЭТС, при обязательном применении всех защитных средств.

8.2.19. Для предотвращения и ликвидации технологических нарушений на насосно-подкачивающих станциях, эксплуатирующихся без постоянного дежурного персонала, должны использоваться устройства автоматики и телемеханики.

8.2.20. При производстве самостоятельных действий во время ликвидации технологических нарушений на телеуправляемых насосно-подкачивающих станциях дежурный инженер района, выполняющий операции с помощью телемеханики, должен обеспечить согласованность своих действий с начальником смены источника тепловой энергии через диспетчера ОЭТС.

8.2.21. Включение отремонтированного после повреждения участка тепловой сети производится после приемки работ начальником эксплуатационного района (или главным инженером района). Включение осуществляет персонал района под руководством диспетчера ОЭТС.

8.2.22. Для быстрого выполнения работ по ликвидации технологических нарушений каждый эксплуатационный район должен располагать необходимым запасом арматуры и материалов. В районе также должны храниться патрубки труб и отводы различных диаметров.

Установленная в сети арматура должна быть однотипной по длине и фланцам.

8.2.23. При наличии удобных транспортных связей аварийный запас задвижек диаметром 300 мм и выше и сальниковых компенсаторов диаметром 250 мм и выше для нескольких эксплуатационных районов может по усмотрению руководства ОЭТС храниться в одном месте (на центральном складе ОЭТС или на складе ремонтного предприятия АО-энерго).

8.2.24. Аварийный запас материалов каждого эксплуатационного района ОЭТС должен быть размещен в двух местах: основная часть должна храниться в кладовой эксплуатационного района, а некоторое количество аварийного запаса (расходного) должно находиться в специальном шкафу в непосредственном распоряжении дежурного инженера района. Примерный аварийный запас материалов приведен в приложении 25.

8.2.25. Запас материалов, который находится в распоряжении дежурного инженера района, расходуется по мере необходимости для проведения текущих ремонтов и технического обслуживания. Израсходованные материалы должны быть восполнены в течение 24 ч.

8.2.26. Запас арматуры и материалов для каждого эксплуатационного района устанавливается главным инженером ОЭТС.

8.2.27. При технологических нарушениях, вызывающих резкие изменения гидравлического режима источника тепловой энергии (понижение давления в подающем и обратном коллекторах, угрожающее нарушением теплоснабжения всего района; увеличение подпитки до значения, превышающего производительность подпиточных устройств; значительное повышение расхода сетевой воды в поврежденной тепломагистрали), диспетчер ОЭТС должен отдать команду начальнику смены источника тепловой энергии на отключение всей магистрали.

8.2.28. После ликвидации технологического нарушения для расследования должны быть подготовлены необходимые технологические схемы, ленты регистрирующих приборов, выписки из оперативных документов, объяснения персонала, ленты магнитофонов.

Материалы, необходимые для расследования, готовит руководитель того участка ОЭТС, где произошло технологическое нарушение, совместно с инспектором по технике безопасности и главным инженером ОЭТС.

8.2.29. При анализе повреждений тепловых сетей следует руководствоваться требованиями [36].

8.3. Подготовка и введение графиков *ограничения и отключений потребителей* тепловой энергии при аварийных ситуациях

8.3.1. Ограничение и отключения потребителей тепловой энергии применяются при возникновении недостатка тепловой мощности на источнике тепловой энергии в целях локализации аварийных ситуаций и предотвращения их развития, сохранения гидравлических и тепловых режимов, обеспечивающих устойчивое функционирование системы централизованного теплоснабжения, во избежание недопустимых условий работы оборудования.

С целью своевременного и организованного введения аварийных режимов ОЭТС должны разрабатываться графики ограничения и отключений потребителей (абонентов).

8.3.2. Графики ограничения и отключений формируются на основании двусторонних актов аварийной и технологической брони теплоснабжения, составляемых АО-энерго совместно с потребителями тепловой энергии, в зависимости от схемы теплоснабжения потребителей с учетом местных условий.

Потребители располагаются в графиках ограничения и отключений по очередям в порядке их ответственности, сначала наименее ответственные, затем наиболее ответственные.

Графики ограничения и отключений потребителей должны содержать перечень потребителей, значения ограничиваемой тепловой нагрузки по каждой очереди, размеры технологической и аварийной брони по каждому потребителю, фамилии должностных лиц и оперативного персонала предприятий, ответственных за введение отключений и ограничений, номера их телефонов.

8.3.3. Графики ограничения и отключений потребителей независимо от форм собственности последних составляются, утверждаются и вводятся с 1 октября текущего года и действуют до 1 октября следующего года.

8.3.4. Ограничение и отключения потребителей применяются в случаях:

понижения температуры наружного воздуха в отопительный период ниже расчетных для проектирования систем отопления значений на срок более 2 сут;

непредвиденного возникновения недостатка топлива на источнике тепловой энергии;

возникновения недостатка тепловой мощности вследствие останова или выхода из строя основного теплогенерирующего оборудования тепловой энергии (паровых и водогрейных котлов, водоподогревателей и другого оборудования), требующих длительного (более одних суток) восстановления;

нарушения или угрозы нарушения гидравлического режима тепловой сети по причине сокращения расхода подпиточной воды из-за неисправности оборудования в схеме подпитки или химводоочистки, а также прекращения подачи воды на источник тепловой энергии от городской системы водоснабжения;

нарушения гидравлического режима тепловой сети по причине прекращения электропитания сетевых и подпиточных насосов на источнике тепловой энергии и подкачивающих насосов на тепловой сети;

повреждения нерезервируемых магистральных и распределительных тепловых сетей (разрывы труб, разгерметизация соединений, повреждения арматуры, компенсаторов), требующие отключения отдельных участков сети или магистралей.

8.3.5. Размер ограничиваемой нагрузки потребителей по сетевой воде или пару определяется исходя из конкретных нарушений, происшедших на источнике тепловой энергии или в тепловых сетях, от которых питаются потребители.

Размер ограничиваемой нагрузки потребителей устанавливается ОЭТС по согласованию с органами исполнительной власти города, населенного пункта.

8.3.6. Допустимость перерывов в подаче тепловой энергии и возможные значения и продолжительность ограничений в подаче тепловой энергии потребитель определяет самостоятельно при проектировании объекта, о чем он сообщает ОЭТС в заявке на получение технических условий на присоединение к тепловой сети. Это должно найти отражение в договоре теплоснабжения.

8.3.7. По всем промышленным потребителям, подлежащим включению в график ограничения и отключений, ОЭТС совместно с потребителями должны быть составлены акты технологической и аварийной брони теплоснабжения.

Технологическая и аварийная брони теплоснабжения подсчитываются раздельно.

Технологической броней теплоснабжения считаются значения нагрузки или расхода тепловой энергии, которые обеспечивают предприятию нормальное завершение текущего технологического процесса производства. При этом указывается время в часах, необходимое для завершения технологического процесса, по истечении которого может быть произведено отключение соответствующих установок.

Аварийной броней считается нагрузка или расход тепловой энергии (при частичной или полной остановке технологического процесса), обеспечивающие безопасность жизни людей, сохранность оборудования, технологического сырья, продукции и средств пожарной охраны.

8.3.8. Составление актов технологической и аварийной брони должно основываться на представляемых потребителями тепловой энергии перечне непрерывных технологических процессов с указанием минимального времени, необходимого для их завершения без порчи продукции и оборудования; режимных картах на циклические технологические процессы; паспортных данных и эксплуатационных инструкциях на оборудование, подтверждающих недопустимость внезапного прекращения теплоснабжения; проектных и фактических схемах теплопотребляющих установок.

Тепловые нагрузки горячего водоснабжения, отопления, вентиляции, кондиционирования в аварийную и технологическую брони не включаются, если их отключение не влияет на безопасность людей или технологический процесс, не вызывает аварий.

При вводе ограничения в отопительный период нагрузка отопления снижается до размеров аварийной брони, обеспечивающей поддержание температуры воздуха внутри помещений не ниже плюс 5°С.

В период, когда отопительная нагрузка отключена, тепловые нагрузки (расходы теплоносителя) снижаются до размеров, определенных в каждом конкретном случае в зависимости от характеристики потребителя.

8.3.9. Разработка графиков ограничения и отключений потребителей тепловой энергии осуществляется ОЭТС на основе представленных потребителями данных о допустимости перерывов в подаче тепловой энергии и возможных значениях и продолжительности ограничения в подаче тепловой энергии, списков теплопотребляющих установок потребителей, не допускающих перерывов в подаче тепловой энергии, размеров аварийной и технологической брони для них.

Графики ограничения и отключений должны храниться у потребителей тепловой энергии и в ОЭТС вместе с договором теплоснабжения, а также находиться на рабочих местах у оперативного персонала и ответственных лиц ОЭТС и потребителей.

8.3.10. Ограничению отдельных потребителей тепловой энергии по графикам должна предшествовать передача части тепловых нагрузок на резервные перемычки, а также централизованное ограничение путем снижения на источнике тепловой энергии температуры воды, поступающей в тепловую сеть до 70°С.

В случае, если все принятые меры оказываются недостаточными, должны вводиться в действие графики ограничения и отключений потребителей.

8.3.11. Графики ограничения и отключений потребителей тепловой энергии могут быть введены только распоряжением руководителя АО-энерго через дежурного диспетчера энергосистемы.

В случае возникновения технологических нарушений в тепловых сетях или на источнике тепловой энергии и необходимости принятия безотлагательных мер потребители тепловой энергии могут быть отключены по распоряжению диспетчера ОЭТС или начальника смены источника тепловой энергии немедленно с последующим оповещением потребителей о причинах и продолжительности отключения. Об отключении потребителей должно быть немедленно сообщено руководству ОЭТС, руководству источника тепловой энергии и диспетчеру АО-энерго.

8.3.12. В случае получения распоряжения руководства АО-энерго о введении графика ограничения или отключений потребителей диспетчер АО-энерго немедленно передает его для исполнения дежурному диспетчеру ОЭТС и начальнику смены источника тепловой энергии, на котором вводится ограничение.

8.3.13. Введение в действие графиков ограничения и отключений потребителей производится путем передачи персоналом ОЭТС дежурному персоналу соответствующих потребителей тепловой энергии, а при отсутствии такого персонала на имя руководства предприятия — телефонограммы с указанием значения снижения потребления тепловой энергии и времени начала и окончания ограничения.

8.3.14. Об ограничениях по отпуску тепловой энергии потребители должны быть извещены организацией, эксплуатирующей тепловые сети:

при возникновении дефицита тепловой мощности и отсутствии соответствующих резервов на источнике тепловой энергии за 10 ч до начала ограничений;

при дефиците топлива за 24 ч до начала ограничений.

8.3.15. На период действия ограничений руководство ОЭТС обязано обеспечить в эксплуатационных районах строгий контроль за отпуском тепловой энергии в установленных объемах и требуемого качества по показаниям приборов, персонал ОЭТС должен организовать контроль за соблюдением ограничений на местах.

Число лиц, осуществляющих контроль, а также распределение предприятий между ними должно быть заранее определено распоряжением по ОЭТС. Контролирующее лицо обязано добиться от потребителя тепловой энергии, нарушающего установленный режим ограничений, обязательного выполнения графика ограничения и отключений.

8.3.16. При невыполнении потребителем тепловой энергии распоряжения о введении ограничения или отключений персоналу ОЭТС предоставляется право производить частичное или полное отключение потребителя.

При этом не допускается полное отключение потребителей, которые не терпят пере-

рывов в подаче тепловой энергии (взрывоопасные, пожароопасные).

8.3.17. Потребитель тепловой энергии обязан беспрепятственно допускать в любое время суток представителя ОЭТС ко всем пунктам и теплоиспользующим установкам для контроля за выполнением заданных ограничений и отключений.

9. РЕМОНТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

9.1. Основные положения по проведению текущего и капитального ремонтов тепловых сетей

9.1.1. Ремонт тепловой сети представляет собой комплекс технических мероприятий, направленных на поддержание или восстановление первоначальных эксплуатационных качеств тепловой сети и входящих в нее оборудования и сооружений.

9.1.2. Ремонт тепловой сети подразделяется на:

текущий ремонт, к которому относятся работы по систематическому и своевременному предохранению отдельных элементов оборудования и конструкций тепловой сети от преждевременного износа путем проведения профилактических мероприятий и устранения мелких неисправностей и повреждений;

капитальный ремонт, в процессе которого восстанавливается изношенное оборудование и конструкции или они заменяются более прочными и экономичными, улучшающими эксплуатационные качества ремонтируемой сети.

Перечень основных работ, относящихся к текущему и капитальному ремонтам тепловой сети, приведен в приложениях 20, 21.

9.1.3. Ремонтные работы на тепловых сетях должны организовываться в соответствии с [4].

9.1.4. Ремонтные работы, которые по своему характеру не отличаются от текущего ремонта, но проводятся на данном участке тепловой сети одновременно с капитальным ремонтом, относятся к капитальному ремонту.

9.2. Выявление обьемов ремонтных работ

9.2.1. Объем ремонтных работ по каждому эксплуатационному району ОЭТС определяется с учетом дефектов, выявленных в процессе эксплуатации, а также на основании данных испытаний, аварийных вскрытий, диагностических работ и ревизий.

9.2.2. Выявленные в процессе эксплуатации дефекты в зависимости от их характера и возможного влияния на надежность и экономичность работы устраняются немедленно или в период капитального и текущего ремонтов. Во всех случаях должны быть приняты меры, предупреждающие развитие процесса разрушения конструкций, трубопроводов и оборудования.

9.2.3. Работы по текущему ремонту тепловой сети должны производиться регулярно в течение года по графику, составленному начальником эксплуатационного района и утвержденному главным инженером ОЭТС.

9.2.4. Повреждения аварийного характера, нарушающие условия безопасной эксплуатации тепловой сети и присоединений потребителей или могущие привести к разрушению тепловой сети и смежных конструкций, необходимо устранять немедленно.

9.2.5. Капитальный ремонт и проводимые одновременно с ним работы по текущему ремонту должны производиться в летний период по заранее составленному для каждой магистрали и эксплуатационному району в целом плану-графику, утвержденному главным инженером энергосистемы и согласованному с местными органами власти.

9.2.6. График ремонтных работ должен, как правило, составляться из условия поочередного ремонта магистральных теплопроводов. Ремонт ответвлений следует производить одновременно с ремонтом соответствующей магистрали.

9.2.7. Текущий и капитальный ремонты тепловых пунктов и систем теплопотребления абоненты должны производить самостоятельно по плану-графику, увязанному по срокам выполнения с графиком ремонта тепловой сети ОЭТС.

Объем и план-график ремонтных работ, производимых потребителями, должны быть согласованы с эксплуатационным районом ОЭТС.

При составлении плана-графика ремонтных работ по каждому эксплуатационному району ОЭТС должны быть приняты реальные минимальные сроки окончания работ по текущему и капитальному ремонтам с тем, чтобы не допускать длительных перерывов горячего водоснабжения.

9.2.8. Длительность отключения потребителей горячего водоснабжения устанавливается местными органами власти по согласованию с ОЭТС.

Отключение потребителями своих систем теплопотребления на ремонт не одновременно с ремонтом тепловых сетей производится только с разрешения местных органов власти и по согласованию с ОЭТС.

9.2.9. Мелкий профилактический ремонт оборудования тепловых сетей (устранение течи и парений из сальниковых уплотнений и т.п.) производится в процессе эксплуатации.

9.2.10. Для обнаружения утечек воды из тепловой сети и систем теплопотребления, а также замены приборов учета и регулировочной аппаратуры отключение участков сети и тепловых пунктов допускается при температуре наружного воздуха не ниже минус 15°С на срок до 4 ч.

9.2.11. Отключение отдельных участков тепловой сети и абонентских систем теплопотребления для проведения мелких профилактических ремонтов может производиться при наружной температуре выше минус 10°С на срок не более 8 ч. Отключения при более низких температурах допускается только в аварийных случаях.

9.2.12. Для сокращения до минимума продолжительности ремонта все ремонтные работы должны быть организованы с максимальным использованием машин, механизмов и приспособлений, повышающих производительность труда и уменьшающих потребность в отвлечении персонала от работ по текущей эксплуатации тепловой сети.

9.2.13. Для проведения ремонтных работ эксплуатационные районы ОЭТС должны иметь в своем распоряжении механизмы и оборудование, примерный перечень которых приведен в приложении 22.

В зависимости от местных условий количество и номенклатура оборудования и механизмов могут изменяться по усмотрению главного инженера ОЭТС.

При наличии в составе ОЭТС службы ремонта с ремонтным цехом и механической мастерской оборудование и механизмы (см. приложение 22) должны, как правило, находиться в ведении этой службы.

9.3. Организация текущего и капитального ремонтов тепловой сети

9.3.1. До начала ремонта в эксплуатационном районе ОЭТС должны быть подготовлены все необходимые для работы чертежи и документы на производство вскрытий по трассе теплопроводов, согласованные со всеми заинтересованными организациями.

9.3.2. До начала работ следует подготовить и отремонтировать необходимый инструмент, приспособления и механизмы, а также полностью обеспечить установленный объем работ материалами и запасными частями.

9.3.3. При хранении запасных частей и запасного оборудования следует обеспечить их защиту от повреждений и коррозии. Снятие оборудования или отдельных его деталей с временно бездействующих участков тепловой сети для использования его на ремонтируемых участках не допускается.

9.3.4. Капитальный и текущий ремонты тепловых сетей производятся специально комплектуемыми ремонтными бригадами. При комплектации бригад следует, по возможности, использовать эксплуатационный персонал на обслуживаемых им участках.

9.3.5. Руководство ремонтной бригадой возлагается на мастера эксплуатационного района ОЭТС.

Общее руководство ремонтными работами в каждом эксплуатационном районе осуществляет начальник района.

9.3.6. При наличии в составе ОЭТС ремонтной службы общее руководство ремонтными работами возлагается на начальника этой службы, а руководство ремонтными бригадами — на мастеров ремонтного цеха и в летний период, кроме того, на мастеров эксплуатационных районов, которым, как прави-

ло, должен поручаться ремонт обслуживаемых ими участков.

Контроль за качеством ремонта во всех случаях остается функцией начальника и мастера эксплуатационного района.

9.3.7. Во время проведения ремонтных работ, связанных со вскрытием сети и разборкой оборудования, следует проверять наличие и соответствие существующих схем, эскизов и чертежей в паспортах с фактическим состоянием сетей и оборудования.

9.3.8. При проведении ремонтных работ следует строго соблюдать требования правил техники безопасности, относящихся к выполнению работ, а также ограждению ремонтируемого участка. Персонал, не сдавший экзаменов по правилам техники безопасности, к ремонтным работам не допускаются.

9.3.9. Работы по ремонту тепловых сетей и связанные с ними переключения проводятся по нарядам.

Наряды выдаются начальником или заместителем начальника того района ОЭТС, в ведении которого находится подлежащее ремонту оборудование.

9.3.10. По окончании ремонтных работ закрытие наряда оформляется подписями ответственного руководителя и допускающего лица. Экземпляр закрытого наряда возвращается начальнику эксплуатационного района.

9.3.11. Все изменения в схемах тепловой сети и оборудовании, произведенные во время ремонта, должны быть отражены в исполнительных чертежах, оперативных схемах и паспортах. В паспортах должен фиксироваться также объем работ, выполненный в период капитального ремонта.

9.3.12. Приемка тепловых сетей из капитального ремонта производится комиссией, возглавляемой главным инженером ОЭТС, а из текущего ремонта — начальником эксплуатационного района.

9.3.13. При приемке тепловых сетей из капитального и текущего ремонтов проверяется выполнение всех работ по ведомости объема работ, в которой должны быть сделаны отметки о качестве выполнения работ и о недоделках или полностью невыполненных работах.

9.3.14. На выполненные и принятые ремонтные работы должен быть составлен акт приемки, в котором отражается объем и характер произведенного ремонта по отдельным элементам оборудования (см. приложение 23).

Акты приемки из ремонта со всей технической документацией по ремонту и экземпляром чертежей должны храниться в эксплуатационном районе или в ПТО ОЭТС вместе с паспортами тепловой сети и соответствующего оборудования.

9.3.15. Включение теплопроводов в работу после ремонта производится по распоряжению дежурного диспетчера ОЭТС после закрытия наряда и получения им личного сообщения от производителя работ (мастера, бригадира) об окончании ремонтных работ и снятия людей. Включение теплопроводов после ремонта без получения сообщения об окончании работ и о снятии людей не допускается.

Приложение 1

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Термин	*Определение*
Абонент	См. термин "потребитель тепловой энергии"
Авария	Повреждение магистрального трубопровода тепловой сети, если в период отопительного сезона это привело к перерыву теплоснабжения объектов жилсоцкультбыта на срок 36 ч и более [36]
Бак-аккумулятор горячей воды	Установка, предназначенная для длительного сохранения тепла в виде горячей воды в целях выравнивания тепловой нагрузки
Бронь технологическая	Тепловая нагрузка и количество тепловой энергии и теплоносителей, которые обеспечивают абоненту (потребителю) завершение текущего технологического процесса производства с указанием времени, необходимого для завершения технологического процесса, по истечении которого может быть произведено отключение соответствующих установок [13]
Бронь аварийная	Тепловая нагрузка и количество тепловой энергии и теплоносителей (при частичной или полной остановке технологического процесса), обеспечивающие безопасность людей, сохранность оборудования, технологического сырья, продукции и средств пожарной охраны [13]
Ввод в эксплуатацию	Событие, фиксирующее готовность тепловой сети, оборудования и теплопотребляющих установок к использованию по назначению и документально оформленное в установленном порядке [15]
Владелец трубопровода	Предприятие, на балансе которого находится трубопровод и администрация которого несет юридическую и уголовную ответственность за безопасную его эксплуатацию [2]
Граница балансовой принадлежности	Линия раздела элементов системы энергоснабжения между их владельцами по признаку собственности, хозяйственного ведения, оперативного управления и аренды [13]
Граница эксплуатационной ответственности	Линия раздела элементов системы энергоснабжения по признаку обязанностей (ответственности) за эксплуатацию тех или иных ее элементов, устанавливаемая соглашением сторон. При отсутствии такого соглашения граница эксплуатационной ответственности устанавливается по границе балансовой принадлежности [13]
Дежурный персонал	Лица, находящиеся на дежурстве в смене, допущенные к управлению и переключениям оборудования (работники, обслуживающие тепловые сети, диспетчеры по энергоснабжению, работники, обслуживающие теплопотребляющие устройства) [15]
Заказчик	Юридическое или физическое лицо, имеющее намерение по присоединению своих энергоустановок к сетям энергоснабжающей организации [13]
Закрытая водяная система теплоснабжения	Водяная система теплоснабжения, в которой вода, циркулирующая в тепловой сети, используется только как теплоноситель и из сети не отбирается [15]
Инструкция по эксплуатации	Документ, в котором излагаются сведения, необходимые для правильной эксплуатации (использования, транспортирования, хранения и технического обслуживания) изделия (установки) и поддержания его (ее) в постоянной готовности к действию [15]

Продолжение приложения 1

Термин	*Определение*
Исполнительная документация	Комплект рабочих чертежей, разработанных проектной организацией, с надписями о соответствии выполненных в натуре работ этим чертежам или внесенным в них изменениям, сделанными лицами, ответственными за производство работ [15]
Источник тепловой энергии (теплоты)	Энергоустановка, предназначенная для производства тепловой энергии [15]
Камера тепловой сети	Сооружение на тепловой сети для размещения и обслуживания оборудования, приборов и арматуры
Качество тепловой энергии	Термодинамические показатели теплоносителя (температура и давление) с установленными отклонениями от договорных значений, обуславливающие степень их пригодности для нормальной работы систем теплопотребления в соответствии с их назначением [13]
Качество теплоносителя	Физико-химические показатели теплоносителя (прозрачность, жесткость и т.п.), обуславливающие степень их пригодности для длительной нормальной работы систем теплопотребления в соответствии с их назначением [13]
Капитальный ремонт	Ремонт установки, выполняемый для восстановления ее технико-экономических характеристик до значений, близких к проектным, с заменой и (или) восстановлением любых составных частей [15]
Компенсатор	Устройство, применяемое для защиты трубопроводов от возникновения напряжений при температурных деформациях
Максимальная тепловая нагрузка (тепловая мощность)	Максимальный часовой расход тепловой энергии при расчетной (для данного вида нагрузки) температуре наружного воздуха и (или) соответствующий ей максимальный часовой расход теплоносителя [13]
Наряд	Составленное на специальном бланке задание на безопасное проведение работы, определяющее ее содержание, место, время начала и окончания, необходимые меры безопасности, состав бригады и лиц, ответственных за ее безопасное выполнение [15]
Насосная станция	Комплекс сооружений и устройств, предназначенных для изменения гидравлических параметров теплоносителя
Ограничение теплоснабжения	Снижение отпуска тепловой энергии и теплоносителей абоненту за счет сокращения расхода теплоносителя и (или) снижения температуры теплоносителя по сравнению со значениями, указанными в договоре [13]
Оперативно-ремонтный персонал	Персонал, специально обученный и подготовленный для эксплуатационно-ремонтного обслуживания в утвержденном объеме закрепленного за ним оборудования [15]
Опора неподвижная	Опора, фиксирующая отдельные точки трубопровода и воспринимающая усилия, возникающие в нем вследствие температурных деформаций и внутреннего давления
Опора подвижная	Опора, воспринимающая массу трубопровода и обеспечивающая ему свободное перемещение при температурных деформациях
Отопительный период	Время в часах или сутках в год, в течение которого производится отпуск тепловой энергии на отопление
Открытая водяная система теплоснабжения	Водяная система теплоснабжения, в которой вода, циркулирующая в тепловой сети, частично или полностью отбирается из системы потребителями тепловой энергии [15]

Продолжение приложения 1

Термин	*Определение*
Потребитель тепловой энергии	Юридическое или физическое лицо, осуществляющее пользование тепловой энергией (мощностью) и теплоносителями [13]
Потери тепловой энергии	Тепловая энергия, теряемая теплоносителем через изоляцию трубопроводов, а также тепловая энергия, утрачиваемая с теплоносителем при утечках, авариях, сливах, несанкционированном водоразборе [13]
Потери сетевой воды	Безвозвратно израсходованная сетевая вода на утечки и слив [13]
Присоединенная тепловая нагрузка (мощность)	Суммарная проектная максимальная тепловая нагрузка (мощность) всех систем теплопотребления при расчетной для каждого вида нагрузки температуре наружного воздуха либо суммарный проектный максимальный часовой расход теплоносителя для всех систем теплопотребления, присоединенных к тепловым сетям (источнику тепловой энергии) теплоснабжающей организации [13]
Пробное давление	Избыточное давление, при котором должно производиться гидравлическое испытание трубопровода или его фасонной части (детали) на прочность и плотность [2]
Пусковая наладка	Наладка средств автоматизации, необходимых для проведения комплексного опробования при пуске энергетического оборудования
Рабочее давление в элементе трубопровода	Максимальное избыточное давление на входе в элемент, определяемое по рабочему давлению трубопроводов с учетом сопротивления и гидростатического давления [2]
Рабочее давление в трубопроводах водяных тепловых сетей	Наибольшее давление воды с учетом работы насосных подстанций на трассе и рельефа местности
Рабочие параметры транспортируемой среды для подающих и обратных трубопроводов водяных тепловых сетей	Наибольшее возможное давление и максимальная температура воды в подающем трубопроводе с учетом работы насосных станций на трассе и рельефа местности [2]
Режимная наладка	Комплекс работ по вводу в эксплуатацию средств автоматизации, требующих предварительного проведения специальных испытаний энергетического оборудования, отладка режима его работы
Ремонт	Комплекс операций по восстановлению работоспособности или исправности изделия (установки) и восстановлению его (ее) ресурса или составных частей [15]
Система теплопотребления	Комплекс теплопотребляющих установок с соединительными трубопроводами и тепловыми сетями, которые предназначены для удовлетворения одного или нескольких видов тепловой нагрузки (отопление, вентиляция, горячее водоснабжение, технологические нужды) [15]
Система централизованного теплоснабжения	Объединенные общим технологическим процессом источники теплоты, тепловые сети и потребители тепловой энергии
Текущий ремонт	Ремонт установки, выполняемый для поддержания ее технико-экономических характеристик в заданных пределах, с заменой и (или) восстановлением отдельных быстроизнашивающихся составных частей и деталей [15]
Тепловая сеть	Совокупность устройств, предназначенных для передачи и распределения тепловой энергии потребителям [15]
Тепловой пункт	Тепловой узел, предназначенный для распределения теплоносителя по видам теплового потребления [15]

Окончание приложения 1

Термин	*Определение*
Технологические нарушения	Нарушения в работе энергоустановок, которые в зависимости от характера и тяжести последствий (воздействия на персонал, отклонения параметров энергоносителя, экологического воздействия, объемов повреждения оборудования, других факторов снижения надежности энергопроизводства) подразделяются на аварии, технологические отказы и функциональные отказы [36]
Технологический отказ	Вынужденное отключение или ограничение работоспособности оборудования, повреждение зданий и сооружений электростанции, источника тепловой энергии или электрической подстанции, приведшие к нарушению технологии производства и передачи тепловой и электрической энергии потребителям, если они не содержат признаков аварии [36]
Технологические защиты	Устройства, контролирующие ход технологического процесса и состояние технологического оборудования и автоматически вступающие в действие в случае возникновения аварийной ситуации
Технологические блокировки	Связь между отдельными механизмами или устройствами защиты, которая при отключении (включении) одного или нескольких механизмов принудительно отключает (включает) в определенной последовательности и через заданные промежутки времени другие механизмы без вмешательства обслуживающего персонала
Типовая инструкция по эксплуатации	Основные требования, соблюдение которых необходимо при эксплуатации однотипных энергетических установок (систем, сооружений); образец изложения и оформления местных инструкций по эксплуатации оборудования [7]
Техническое обслуживание	Комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия (установки) при использовании его (ее) по назначению, хранении или транспортировке [15], ГОСТ 18322-78
Функциональный отказ	Повреждение зданий, сооружений, оборудования, в том числе резервного и вспомогательного, линий электропередачи, не повлиявшее на технологический процесс производства и передачи энергии. Неправильное действие защит и автоматики, а также ошибочные действия персонала, если они не привели к обесточиванию потребителей и снижению качества отпускаемой электрической и тепловой энергии [36]
Эксплуатация	Стадия жизненного цикла изделия, на которой реализуется, поддерживается и восстанавливается его качество. *Примечание.* Эксплуатация изделия включает в себя в общем случае использование по назначению, транспортирование, хранение, техническое обслуживание и ремонт [15], ГОСТ 25866-83.
Элемент трубопровода	Сборочная единица трубопровода пара или горячей воды, предназначенная для выполнения одной из основных функций трубопровода (например, прямолинейный участок, колено, тройник, конусный переход, фланец и др.) [2]

Приложение 2

РАЗРЕШЕНИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА ПРИСОЕДИНЕНИЕ К ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ

Действительно по_____месяц_____19 ___ г.

ОЭТС _____

Потребитель _____

(название, адрес)

1. Присоединение возможно от существующего (проектируемого) теплопровода _____ _____ магистрали № _____

2. Точка присоединения _____

(улица, проезд, номер камеры,

_____

неподвижной опоры и т.п.)

3. Располагаемый напор, давление в паропроводе, в точке присоединения _____ м (для пара _____ МПа (кгс/см^2).

4. Полный напор в обратном трубопроводе _____ м.

5. Отметка линии статического напора _____ м.

6. Расчетные температуры наружного воздуха для проектирования:

а) отопления $t_{нр.о}$ _____ °С;

б) вентиляции $t_{нр.в}$ _____ °С.

7.Расчетный температурный график тепловой сети:

а) на отопление _____ °С;

б) на вентиляцию _____ °С;

в) на горячее водоснабжение _____ °С.

8. Точка излома температурного графика при _____ °С, что соответствует _____ °С наружного воздуха.

9. Разрешенный максимум теплопотребления_____ГДж/ч (Гкал/ч) (для пара _____ т/ч).

10. Стояки и теплопотребляющие приборы должны быть оборудованы запорно-регулировочной арматурой.

11. Выбор схемы присоединения систем отопления и вентиляции и их гидравлическое сопротивление должны быть увязаны с заданными статическим и рабочим напорами в тепловой сети (пп. 3-5).

12. Система горячего водоснабжения должна быть присоединена к тепловой сети по _____ схеме.

13. Отопительные узлы и узлы присоединения систем горячего водоснабжения должны быть оборудованы авторегуляторами, приборами учета и контроля в следующем объеме:

_____

14. Проект присоединения должен быть разработан в соответствии с действующими строительными нормами и правилами (СНиП) и согласован с ОЭТС.

15. Строительство и монтаж должны вестись под техническим надзором эксплуатационного района №_____ ОЭТС_____

16. Прочие условия присоединения _____

_____

Главный инженер ОЭТС _____

Начальник службы _____

Приложение 3

ОРИЕНТИРОВОЧНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ МЕСТНЫХ ИНСТРУКЦИЙ

1. Инструкция по пуску водяных тепловых сетей.
2. Инструкция по содержанию тепловых сетей.
3. Инструкция по прогреву паропроводов.
4. Инструкция по пуску и обслуживанию конденсатопроводов.
5. Инструкция по проведению испытаний тепловых сетей на прочность и плотность.
6. Инструкция по проведению температурных испытаний тепловых сетей.
7. Инструкция по химическому контролю за водным режимом тепловых сетей и интенсивностью внутренней коррозии.
8. Инструкция по защите тепловых сетей от наружной электрохимической коррозии.
9. Инструкция о порядке осмотра и обследования камер, дренажных колодцев и насосных станций.
10. Инструкция об организации аварийно-восстановительных работ в тепловых сетях.
11. Инструкция по проведению комплексного опробования оборудования насосно-подкачивающих станций перед отопительным сезоном.
12. Инструкция по эксплуатации насосных станций.
13. Инструкция по обслуживанию баков-аккумуляторов.
14. Инструкция по наладке и эксплуатации средств авторегулирования.
15. Инструкция по обслуживанию средств измерения и автоматики.
16. Инструкция о проверке водоводяных подогревателей горячего водоснабжения на плотность.
17. Инструкция по составлению исполнительных чертежей магистральных и распределительных тепловых сетей и тепловых пунктов.
18. Инструкция по эксплуатации электродвигателей.
19. Инструкция по эксплуатации теплового пункта.
20. Инструкция о взаимоотношениях с другими организациями.
21. Инструкция по обнаружению и ликвидации повреждений в тепловых сетях.
22. Инструкция по техническому освидетельствованию трубопроводов.

Приложение 4

ПАСПОРТ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

ОЭТС _____

(название энергосистемы)

Эксплуатационный район _____

Магистраль № _____ Паспорт № _____

Вид сети _____

(водяная, паровая)

Источник теплоснабжения _____

(ТЭЦ, ГРЭС)

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 _____

Балансовая стоимость_____ руб.

(по ценам 19____г.)

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

1. Трубы

Наименование участка трассы	Подающая труба		Обратная труба		Толщина стенки трубы, мм		ГОСТ и группа трубы		Номер сертификата трубы		Объем трубы, м^3	
	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Подающая	Обратная	Подающая	Обратная	Подающая	Обратная	Подающая	Обратная

2. Механическое оборудование

Номер камеры	Задвижки					Компенсаторы		Дренажные краны		Воздушники		Насосы			Перемычки	
	Условный диаметр, мм	Количество, шт.				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											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

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 переходы)

Наименование	Длина, м	Описание или номер типового чертежа

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

13. Список приложений

Исполнитель _____

(должность, фамилия, инициалы, подпись)

Представитель ОЭТС _____

(подпись, дата)

Приложение 5

ПАСПОРТ ПОДКАЧИВАЮЩЕЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ

_____, расположенной на _____
(наименование) (подающий, обратный)
трубопроводе_____ тепломагистрали
Эксплуатационный район _____

I. 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_____ м³/ч.
Общая установленная электрическая мощность насосной станции _____ кВ·А
Балансовая стоимость (по ценам 19___ г.) _____ тыс.руб.

II. ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1. Насосы _____
(сетевые, опрессовочные, дренажные и др.)

Тип, количество (назначение)	Подача, м³/ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Масса единицы, кг	Год изготовления

2. Арматура _____
(задвижки, компенсаторы, обратные
_____
и регулирующие клапаны и др.)

Наименование арматуры	Тип	Условный диаметр, мм	Количество, шт.	Вид привода	Масса единицы, кг	Год изготовления

3. Грузоподъемное устройство машинного зала

Тип _____

Грузоподъемность _____

Пролет _____

Завод-изготовитель _____

Дата освидетельствования	Результат освидетельствования	Срок следующего освидетельствования

4. Трубы

Наименование участка	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка металла	ГОСТ, группа труб	Номер сертификата	Параметры и дата гидравлических испытаний
Коллектор							
Обвязка сетевых насосов							
Перемычки для регулирования							

5. Изоляция

Наименование участка, места	Антикоррозионное покрытие	Теплоизоляционный материал и толщина слоя, мм	Наружное покрытие
Коллектор			
Обвязка сетевых насосов			
Перемычки для регулирования			

III. 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)

IV. ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1. Распределительное устройство (РП)

Наименование панелей	Тип	Количество	Завод-изготовитель

2. Щит 380/220 В

Наименование панелей	Тип	Количество	Завод-изготовитель

3. Электродвигатели

Тип и количество	Мощность, кВт	Напряжение, В	Частота вращения, об/мин	Масса единицы, кг	Год изготовления

4. Трансформаторы

Наименование	Характеристика	Количество	Завод-изготовитель	Дата ревизии

5. Щит управления

Наименование	Тип	Количество	Завод-изготовитель

6. Электроизмерительные приборы

Наименование	Тип	Предел измерения	Количество	Примечание

7. Приборы и аппаратура технологического контроля, автоматики, телемеханики и связи

Наименование	Тип	Количество	Завод-изготовитель

V. ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЙ

Объект испытаний	Цель испытаний	Испытания провел	Результаты испытаний	Дата

VI. СВЕДЕНИЯ О ЗАМЕНЕ И РЕМОНТЕ

Объект ремонта или замены	Причина ремонта или замены	Организация, производившая работу. Подпись ответственного лица. Дата

Исполнитель _____
(должность, фамилия, инициалы, подпись, дата)

Представитель ОЭТС _____
(должность, фамилия, инициалы, подпись, дата)

Приложение 6

Разрешаю

с ____ ч ____ мин __ __ _____19____ г.

до ____ ч ____ мин _____ _____19____ г.

_____

(должность разрешающего)

_____ _____

(подпись) (ф.и.о.)

ЗАЯВКА
НА ВЫВОД ОБОРУДОВАНИЯ ИЗ РАБОТЫ ИЛИ РЕЗЕРВА _____

(ненужное зачеркнуть)

_____

(наименование оборудования электростанции,

_____

магистрали тепловой сети, номер камеры, павильона, насосной

_____

станции, узла рассечки и т.п.)

для производства _____

(с какой целью выводится или включается

_____

оборудование, вид предполагаемых работ, испытаний и т.д.)

на срок с _____ ч _____ мин _____ _____19____ г.

до _____ ч _____ мин _____ _____19____ г.

При выводе из работы, резерва указанного оборудования ожидается сокращение (увеличение) расхода _____

(вид и параметры теплоносителя пара или

_____

воды, указать, от какого источника, какие другие изменения в режиме

_____

работы ТЭЦ, сети и потребителей ожидаются в связи с

_____

выводом (вводом) оборудования из работы или резерва).

Ответственным за выполнение вышеуказанной работы назначается _____

_____

(должность, фамилия, имя и отчество ответственного лица)

Наряд на работу выдан за № ____ от _____ _____ 19____ г.

_____

_____

_____ _____ _____

(должность заявителя) (подпись) (ф.и.о.)

Приложение 7

АКТ
НА РАЗБИВКУ ТРАССЫ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

г. _____ _____ 19____ г.

Объект _____

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика _____

_____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы)

представитель проектной организации _____

_____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы)

представитель строительно-монтажной организации _____

_____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы)

в присутствии представителя ОЭТС _____

_____

(наименование организации, должность, фамилия, имя, отчество)

составили настоящий Акт о следующем:

при проверке разбивки трассы тепловой сети на участке _____ выполненной _____

(наименование организации, фамилия, инициалы исполнителя)

по проекту _____, чертежи № _____

обнаружено следующее: разбивка выполнена в соответствии с требованиями СНиП, с установкой реперов, привязок согласно прилагаемой ведомости _____

_____

При разбивке были сделаны следующие отклонения от проекта: _____

_____

Заключение _____

_____

_____

Представитель заказчика _____

Представитель проектной организации _____

Представитель строительной организации _____

Представитель ОЭТС _____

Приложение 8

АКТ
НА СКРЫТЫЕ РАБОТЫ ПРИ УКЛАДКЕ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

г. _____ _____ 19____ г.

Мы, нижеподписавшиеся, представитель строительно-монтажной организации _____

_____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы)

представитель ОЭТС _____

_____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы)

составили настоящий Акт о том, что нами произведено освидетельствование скрытых работ на объекте.

Магистраль, разводящая сеть, ответвление _____

(ненужное зачеркнуть) (наименование)

от точки №_____ до точки №_____ по чертежу №_____

Длина участка (трассы) _____ м, диаметр труб _____ мм.

Качество выполнения скрытых работ:

1. Уклон трубопровода _____
2. Внутренняя поверхность труб (определяется просвечиванием) _____
3. Наружная поверхность труб _____

(качество очистки)

4. Антикоррозионное покрытие _____

(материал, число слоев)

5. Тепловая изоляция _____

(подвесная, набивная, материал, толщина,

_____

покровный слой)

6. Строительная конструкция прокладки _____

(номер чертежа)

7. Прочие элементы и замечания _____

Заключение комиссии:

К засыпке траншеи можно приступить _____

Представитель заказчика _____

Представитель подрядчика _____

Представитель ОЭТС _____

Приложение 9

АКТ
НА СКРЫТЫЕ РАБОТЫ ПО КАМЕРАМ

г. _____ _____ 19____ г.

Мы, нижеподписавшиеся, представитель подрядчика _____

_____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы)

представитель ОЭТС _____

_____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы)

составили настоящий Акт о том, что произвели проверку соответствия проекту нижеперечисленных выполненных работ в камерах (точках) №_____
магистрали, разводящей сети, ответвления _____
(ненужное зачеркнуть)

наименование_____ по проекту № _____

рабочие чертежи № _____, разработанному _____

_____

(наименование проектной организации)

При этом установлено:

1. Подготовка песчаная, бетонная _____
2. Гидроизоляция дна и наличие уклона _____
3. Арматура железобетонных конструкций _____
4. Антикоррозионная защита металлических конструкций _____
5. Теплоизоляция труб и арматуры _____
6. Растяжка осевых компенсаторов _____
7. Ревизия запорной арматуры _____
8. Очистка камеры от грязи _____
9. Наличие дренажей, выпусков _____
10. Наличие контрольно-измерительных приборов _____
11. Наличие лестниц и скоб _____
12. Гидроизоляция перекрытий _____

Заключение _____

(о приемке или наличии недоделок с указанием

_____

сроков их устранения)

Представитель заказчика _____

Представитель подрядчика _____

Представитель ОЭТС _____

Приложение 10

АКТ
О РАСТЯЖКЕ КОМПЕНСАТОРОВ

г. _____ _____ 19____ г.

Объект _____

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика _____

_____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы)

и представитель подрядчика _____

_____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы)

в присутствии представителя ОЭТС _____

_____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы)

составили настоящий Акт о том, что на участке тепловых сетей от камеры (пикета) №_____ до камеры (пикета) №_____ произведена растяжка компенсаторов:

Номер компенсатора по проектной схеме	Номер чертежа	Тип компенсатора	Растяжка, мм	
			проектная	фактическая

Растяжка компенсаторов произведена при температуре окружающего воздуха _____ °С.

Представитель заказчика _____

Представитель подрядчика _____

Представитель ОЭТС _____

_____

Приложение 11

АКТ
НА ПРОМЫВКУ (ПРОДУВКУ) ТРУБОПРОВОДА

г. _____ _____ 19____ г.

Объект _____

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика _____

_____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы)

и представитель подрядчика _____

_____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы)

в присутствии представителя ОЭТС _____

_____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы)

составили настоящий Акт о том, что на участке от камеры (пикета) № _____ до камеры (пикета) №_____ трассы _____

_____

(наименование трубопровода)

протяженностью_____ м произведена промывка (продувка) трубопроводов.

Промывка (продувка) производилась _____

_____

(методы, режимы, параметры, расход воды, пара)

Заключение: _____

_____

Представитель заказчика _____

Представитель подрядчика _____

Представитель ОЭТС _____

_____

Приложение 12

АКТ
НА ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ ИСПЫТАНИЕ ТРУБОПРОВОДА

г. _____ _____ 19____ г.

Объект _____

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика _____

_____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы)

и представитель подрядчика _____

_____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы)

в присутствии представителя ОЭТС _____

_____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы)

составили настоящий Акт о том, что на участке от камеры (пикета) №_____ до камеры (пикета) №_____ трассы _____

_____

(наименование трубопровода)

протяженностью_____ м произведено гидравлическое испытание трубопроводов пробным давлением _____ МПа (кгс/см^2) в течение _____мин с наружным осмотром при давлении ____МПа (кгс/см^2).

При этом обнаружено: _____

_____

Трубопровод выполнен по проекту _____

Чертежи № _____

Заключение: _____

_____

Представитель заказчика _____

Представитель подрядчика _____

Представитель ОЭТС _____

Приложение 13

Включить в постоянную эксплуатацию
Главный инженер ОЭТС
_____ (_____)
___ _____ 19___ г.

АКТ
О ПРИЕМКЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ТЕПЛОПРОВОДА

Место прокладки теплопровода _____
от камеры (пикета) № _____ до камеры (пикета) №_____

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика _____

_____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы)

представитель строительно-монтажной организации _____

_____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы)

представитель ОЭТС _____

_____

(наименование организации, эксплуатационный район, должность, фамилия, инициалы)

составили настоящий Акт о нижеследующем:

строительно-монтажная организация сдает, а заказчик принимает в присутствии представителя ОЭТС работы, выполненные по проекту №_____, разработанному ____

_____

(наименование проектной организации)

и утвержденному решением от _____ _____19____ г. № _____

1. Характеристика теплопровода:
а) план и профиль трассы, чертежи № _____
б) теплоноситель _____
в) диаметр труб:
подающей (паропровода) _____ мм
обратной (конденсатопровода) _____ мм
г) тип канала _____ чертеж № _____
д) материал и толщина изоляции труб:
подающей (паропровода) _____
обратной (конденсатопровода) _____
е) протяженность трассы _____ м, в том числе:
подземной _____ м, по подвалам _____ м

2. Отступления от проекта (указать, с кем и когда согласовано)

3. Недоделки и дефекты на момент составления Акта и сроки их устранения _____

_____

4. Наличие документации:
Акты на разбивку трассы _____

(номер, дата)

Акты на гидравлическую опрессовку _____

(номер, дата)

Акты на скрытые работы _____
(номер, дата)

Акты на испытания сварки _____
(номер, дата)

Акты на проверку качества изоляции _____
(номер, дата)

Акты на промывку трубопроводов _____
(номер, дата)

Исполнительные чертежи _____

Паспорт теплопровода _____

Справка о балансовой стоимости теплопровода _____

_____

5. Оценка работы _____

_____

6. Заключение комиссии _____

_____

_____

7. Временную эксплуатацию осуществляет _____

_____
(наименование организации)

8. Балансовая стоимость теплопровода согласно прилагаемой справке _____руб. (в ценах 19___ г).

Представитель заказчика _____

Представитель строительно-монтажной организации _____

Представитель ОЭТС _____

Приложение 14

АКТ
НА ПРИЕМКУ ЭЛЕКТРОЗАЩИТНОЙ УСТАНОВКИ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

г. _____ _____ 19___ г.

Комиссия в составе представителей:

строительно-монтажной организации _____

ОЭТС _____

Заказчика _____

ознакомившись с технической документацией, осмотрев все узлы электрозащитной установки, смонтированной на _____

_____

(стене, опоре, фундаменте)

по адресу_____ констатирует:

1._____защита выполнена по проекту.

(дренажная, катодная и др.)

2. Общая протяженность защищаемых сетей _____

_____

3. Характеристика узлов защиты:

Оборудование _____

(тип, количество)

Кабель _____

(марка, длина)

Анодный заземлитель _____

(характеристика, значение сопротивления растеканию)

Контрольно-измерительные пункты _____

(количество и на каких сооружениях)

Перемычки между _____

Справка
о результатах наладки электрозащитной установки

_____ проведена наладка

(организация, производившая наладку)

вновь построенной установки _____

в г._____ по адресу _____

Протяженность защищаемых сооружений _____

Тип электрода сравнения _____

Дата проведения работ _____

В результате пусконаладочных работ выбран режим работы установки.

Сила тока в цепи _____ А, напряжение _____ В, сопротивление _____ цепи _____ Ом, при котором зафиксированы следующие потенциалы на опорных (контрольных) пунктах_____ по отношению к земле:

(сооружение)

Номера пунктов измерений	Место измерений	Потенциал сооружения относительно земли, В		Примечание
		без защиты	с включенной защитой	

Замечание _____

_____

Выводы _____

Подписи:

Справка
о влиянии электрозащитной установки
на смежные подземные металлические сооружения
в зоне действия этих установок,
не включенных в совместную защиту

Месторасположение установки _____

Тип установки _____

Параметры электрозащитной установки _____

Дата проведения работ _____

Влияние электрозащитной установки на смежные сооружения:

Вид сооружения	Потенциал сооружения относительно земли, В	
	до включения	после включения

Выводы _____

_____

Представитель заказчика _____

Представитель ОЭТС _____

Представитель владельца смежных подземных сооружений _____

Приложение 15

ФОРМА ПАСПОРТА ТРУБОПРОВОДА
(оформляется в жесткой обложке: 210х297 мм)

Страница 1

ПАСПОРТ ТРУБОПРОВОДА РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № _____

Страница 2

Наименование и адрес предприятия — владельца трубопровода _____

_____

Назначение трубопровода _____

Рабочая среда _____

Рабочие параметры среды:

давление, МПа (кгс/см^2) _____

температура, °С _____

Расчетный срок службы, лет[1] _____

Расчетный ресурс, ч[1] _____

Расчетное число пусков[1] (заполняется для трубопроводов I и II категорий) _____

Перечень схем, чертежей, свидетельств и других документов на изготовление и монтаж трубопровода, представляемых при регистрации _____

_____

_____

М.П.

Подпись главного инженера предприятия (владельца трубопровода)

____ _____199____ г.

[1] Заполняется по данным проектной организации.

Страница 3

Лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода

Номер и дата приказа о назначении	Должность, фамилия, имя, отчество	Дата проверки знания Правил Госгортехнадзора России	Подпись ответственного лица

Страницы 4-12

Записи администрации о ремонте и реконструкции трубопровода

Дата записи	Перечень работ, проведенных при ремонте и реконструкции трубопровода; дата их проведения	Подпись ответственного лица

Страницы 13-25

Записи результатов освидетельствования трубопроводов

Дата освидетельствования	Результаты освидетельствования	Срок следующего освидетельствования

Страница 26

Трубопровод зарегистрирован за № _____в _____

_____ г._____

(наименование регистрирующего органа)

В паспорте пронумеровано_____ страниц и всего _____листов, в том числе чертежей (схем) на _____листах

_____

(должность регистрирующего лица и его подпись)

М.П. ____ _____19__г.

Приложение 16

ФОРМА
РАПОРТА СЛЕСАРЯ ПО ОБСЛУЖИВАНИЮ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

(лицевая сторона)

Эксплуатационный район №_____
Дата_____

Рапорт

Номер магистрали, участок от камеры №___ до камеры №___	Задание мастера	Состояние трассы и камер, обнаруженные при обходе дефекты и неисправности	Выполнение задания мастера, принятые меры по устранению обнаруженных дефектов и неисправностей	Отметка мастера о выполнении распоряжения

Старший слесарь бригады _____
Слесарь бригады _____
Слесарь бригады _____

(оборотная сторона)

Параметры теплоносителя в контрольных точках

Дата_____

Номера камер и контрольных точек	Давление в трубопроводе МПа (кгс/см²)		Температура в трубопроводе, °С	
	в подающем	в обратном	в подающем	в обратном

Старший слесарь бригады_____

Приложение 17

ПРИМЕРНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ИНСТРУМЕНТА СЛЕСАРЯ ПО ОБСЛУЖИВАНИЮ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Наименование	Тип, номер или размер	Количество, шт.
1. Молоток слесарный с круглым бойком	Тип А, № 3	1
2. Крейцмейсель слесарный	А x *L* = 12x200 мм	1
3. Зубило слесарное	*L* = 200 мм	1
4. Ключ рычажный	№ 1	1
5. Ключ гаечный разводной	Зев 46 мм	1
6. Ключи двусторонние гаечные	Зев 17-19; 22-24; 30-32	3
7. Оправка для набивки сальников	—	2
8. Рулетка металлическая	*L* = 1 м	1
9. Рулетка тесемочная	*L* = 10 м	1

Приложение 18

ПРИМЕРНЫЙ ЗАПАС ПРИСПОСОБЛЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И ИНСТРУМЕНТА, ПОДЛЕЖАЩИЙ ХРАНЕНИЮ В ДЕЖУРНОМ ПОМЕЩЕНИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО РАЙОНА ОЭТС

Наименование	Тип, номер или размер	Количество, шт.
Ключи гаечные	От 17/19 до 75/80 мм	2 комплекта
Ключи газовые	№ 2	2
Ключи газовые	№ 4	1
Ключи специальные разные (торцевые, накладные)		3-5
Ключи штурвальные для задвижек	№ 2	1
Молотки слесарные	№ 2	3
Кувалды		2
Зубила слесарные		5
Крейцмейсели слесарные		2
Ножовочный станок для металла	L = 300 мм	2
Полотна ножовочные	L = 300 мм	50
Наборы плашек и метчиков с воротками	М10-М12	2
Ручные ножницы по металлу	L = 300 мм	2
Напильники драчевые и личные плоские	150-250 мм	5
Напильники личные (круглые)	150-250 мм	5
Крючки для открывания крышек камер		3
Фонари электрические аккумуляторные		2
Фонари электрические батарейные		4
Кернеры слесарные		5
Паяльные лампы		2
Ломы		2
Лопаты		2
Плотницкие топоры		3
Поперечные пилы		2
Метры стальные		1
Кронциркули		1
Набор шаблонов для проверки сварных швов		5
Манометры на рабочее давление в подающем и обратном трубопроводах		10
Манометры контрольные на те же давления		2
Термометры технические	0-150°С	2
Щетки металлические		5
Разметочные шаблоны для фланцев и прокладок разных размеров		По одному на каждый диаметр труб

Приложение 19

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОЦЕНКЕ ИНТЕНСИВНОСТИ ПРОЦЕССА ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА "ИНДИКАТОРОВ КОРРОЗИИ"[1]

1. В качестве индикаторов внутренней коррозии применяются стальные плоские пластины толщиной 2-3 мм круглой формы, изготовленные из материала труб или из малоуглеродистой стали Ст. 3. Пластины изготавливаются диаметром 40-60 мм. В центре пластин сверлится отверстие диаметром 12-15 мм для их крепления (рис. 1). На каждом индикаторе выбивается номер.

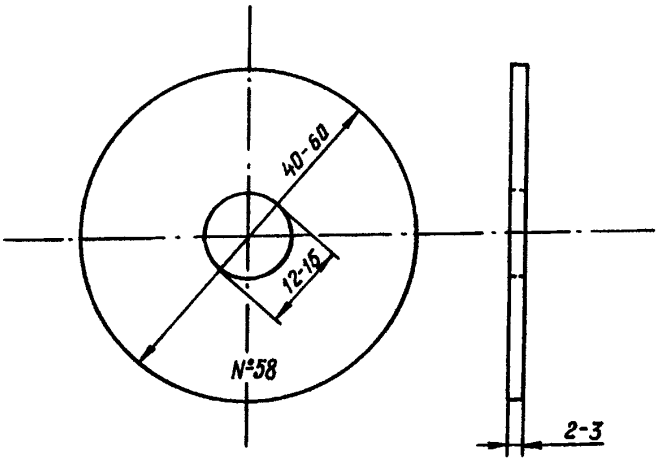


Рис. 1. Индикатор внутренней коррозии

2. Для установки индикаторов коррозии в контрольных точках трубопровода вваривают-ся фланцевые штуцера d_y = 80-100 мм, закрывающиеся глухими фланцами, на которых перпендикулярно плоскости по центру привариваются стальные стержни с резьбой на конце. На стержнях крепятся индикаторы коррозии, как это показано на рис. 2. Для периодического выпуска воздуха к глухому фланцу приваривается штуцер диаметром 1/2", на который устанавливается вентиль.

3. Индикаторы обмеряются с помощью штангенциркуля, после чего для каждого индикатора вычисляется площадь активной поверхности (контактирующей с сетевой водой) по формуле

$$S = 2\pi R\,(R + \delta) = 6{,}28\,R\,(R + \delta)\ \text{мм}^2, \qquad (1)$$

где R — радиус круглой пластины, мм;

δ — толщина пластины.

Внутренняя поверхность пластины в расчетах не учитывается.

4. После обмера образцы очищаются от продуктов коррозии и обезжириваются следующим образом:

а) промываются в 0,5%-ном растворе соляной кислоты, ингибированной уротропином (3 г уротропина на 1 л раствора);

---

[1] Методика оценки интенсивности внутренней коррозии, включая оценочную таблицу, в настоящее время перерабатывается ВТИ.

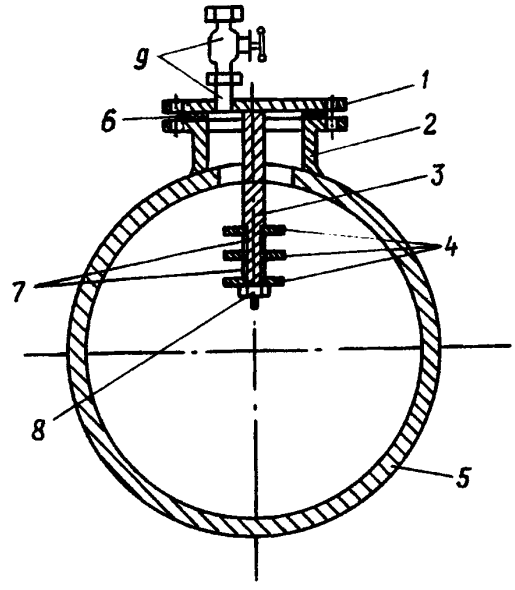


Рис. 2. Установка индикаторов коррозии в контрольной точке тепловой сети:
1 – глухой фланец; 2 – фланцевый штуцер; 3 – стержень; 4 – индикаторные пластины; 5 – труба;
6 – паронитовая прокладка; 7 – фиксирующие втулки (Ст. 3); 8 – зажимная гайка;
9 – штуцер $d = ½"$ с вентилем для выпуска воздуха

б) промываются в 0,5%-ном растворе щелочи, нагретой до 60-70°С;

в) промываются в струе воды;

г) просушиваются в сушильном шкафу в течение 1 ч при температуре 105°С и затем охлаждаются при комнатной температуре;

д) обезжириваются последовательно промывкой в спирте и серном эфире. Вместо серного эфира можно применять четыреххлористый углерод или другой растворитель (бензин и др.);

е) повторно просушиваются в течение 1/2 ч в сушильном шкафу при 105°С и охлаждаются в эксикаторе с хлористым кальцием до комнатной температуры.

5. После обработки индикаторы взвешиваются на весах Т-4 с точностью 0,1 г. Результаты обмера, вычислений и взвешивания заносятся в журнал.

6. Подготовленные индикаторы завертываются в фильтровальную бумагу (каждый в отдельности), на обертке надписывается номер пластины, значение активной поверхности индикатора, масса пластины в граммах.

7. Устанавливаются индикаторы коррозии в контрольных точках сети персоналом ПЗК совместно со слесарем, обслуживающим теплопроводы под руководством мастера участка в сроки, установленные планом, утвержденным главным инженером ОЭТС.

При установке положение индикаторов коррозии на стержне (см. рис. 2) фиксируется промежуточными стальными втулками и закрепляется зажимной гайкой. В каждой точке устанавливается по три индикаторных пластины.

Глухой фланец с насаженными на стержень пластинами осторожно устанавливается на фланцевый штуцер и крепится с помощью болтов.

8. После установки индикаторов в журнал учета и обработки индикаторов внутренней коррозии заносятся:

дата установки индикатора;

точка установки;

номер индикаторной пластины, значение активной поверхности пластины, масса пластины;

место установки (порядковый номер) пластины на стержне (считая от глухого фланца).

9. После наполнения тепловой сети водой и в процессе эксплуатации через штуцер с вентилями в контрольных точках должен периодически спускаться воздух.

10. Индикаторные пластины извлекаются после останова тепловой сети на ремонт. Снятие глухого фланца, извлечение его из штуцера и снятие со стержня пластин должно производиться осторожно с тем, чтобы не повредить пластины с имеющимися на них продуктами коррозии.

Снятые образцы завертываются в бумагу (каждый в отдельности), на которой записывается дата снятия, точка установки, положение пластины на стержне (считая от глухого фланца).

11. Индикаторные пластины подвергаются лабораторной обработке:

а) подсушиваются в эксикаторе с хлористым кальцием в течение 2-4 сут при комнатной температуре;

б) очищаются от продуктов коррозии деревянным скребком;

в) промываются в 5%-ном растворе ингибированной уротропином соляной кислоты при комнатной температуре, а затем в струе воды с одновременным протиранием поверхности металла мягкой резиной до полного удаления продуктов коррозии;

г) высушиваются в термостате при температуре 105°С в течение 1 ч;

д) охлаждаются в эксикаторе и взвешиваются на аналитических весах.

В журнал записывается масса индикаторной пластины после обработки, а также описывается внешний вид пластины, отмечается состояние ее поверхности, наличие пленочной, точечной или язвенной коррозии, глубина и диаметр каверн и другие характерные данные.

12. Интенсивность процесса коррозии определяется по среднесуточной потере массы, средней для трех индикаторных пластин, отнесенной к их средней активной поверхности, по формуле

$$k_р = \frac{(m_{1ср} - \Delta m - m_{2ср})\ 10^6}{S_{ср}\ T}\ г/(м^2 \cdot сут), \qquad (2)$$

где $m_{1ср}$ — средняя масса трех пластин до установки их в контрольной точке тепловой сети, г;

$m_{2ср}$ — средняя масса пластин после извлечения их из трубопровода и очистки от продуктов коррозии, г;

Δm — потеря массы некорродированной пластины (средняя из трех) при кислотной обработке, г;

$S_{ср}$ — средняя активная поверхность индикаторных пластин, мм^2;

T — продолжительность пребывания индикаторов в трубопроводе, сут.

Средняя скорость (проницаемость) коррозии определяется по формуле

$$П = 0{,}047\ k_р\ мм/год. \qquad (3)$$

Интенсивность процесса коррозии оценивается по средней скорости коррозии по таблице:

Скорость коррозии, мм/год	Оценка коррозионного процесса
От 0 до 0,02 вкл.	Незначительный
Св. 0,02 до 0,04 вкл.	Слабый
Св. 0,04 до 0,05 вкл.	Средний
Св. 0,05 до 0,2 вкл.	Сильный
Св. 0,2	Аварийный

Приложение 20

ПЕРЕЧЕНЬ РАБОТ, ВЫПОЛНЯЕМЫХ ПРИ ТЕКУЩЕМ РЕМОНТЕ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

1. Каналы, камеры, павильоны, опоры и эстакады

1.1. Устранение отдельных неплотностей в стенах проходных каналов и камер, заделка отдельных выпадающих кирпичей.

1.2. Смена отдельных ходовых скоб.

1.3. Ремонт лестниц, площадок и ограждений с подваркой металлоконструкций.

1.4. Восстановление окраски металлоконструкций.

1.5. Очистка ершом дренажных трубопроводов от отложений ила.

1.6. Восстановление и заделка разрушенных люков.

2. Трубопроводы, арматура и оборудование сетей, насосных станций

2.1. Смена отдельных труб.

2.2. Сварка или подварка отдельных стыков труб.

2.3. Частичный ремонт тепловой изоляции (до 5% общей длины трубопроводов) с восстановлением антикоррозионных покрытий и окраски.

2.4. Вскрытие и ревизия запорной, дренажной, воздухоспускной и регулирующей арматуры (задвижек, вентилей, регулирующих, обратных, предохранительных и редукционных клапанов), ремонт этой арматуры со сменой отдельных деталей; притирка дисков или золотников; набивка или смена сальниковых уплотнителей; смена прокладок и подтяжка болтов сальниковых и фланцевых соединений.

2.5. Ревизия и мелкий ремонт насосов: вскрытие, осмотр дисков, смена набивки сальниковых уплотнителей, смена подшипников.

2.6. Ревизия и мелкий ремонт электрических, электромагнитных и гидравлических приводов запорной и регулирующей арматуры, электродвигателей насосов и пусковой аппаратуры к ним без смены деталей.

2.7. Вскрытие и очистка грязевиков, фильтров, конденсационных и аккумуляторных баков.

2.8. Мелкий ремонт автоматической аппаратуры и самопишущих приборов контроля и учета: разборка и очистка импульсных линий, диафрагм.

Приложение 21

ПЕРЕЧЕНЬ РАБОТ, ПРОВОДИМЫХ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

1. Каналы, камеры и опоры надземных прокладок

1.1. Восстановление поврежденных или смена пришедших в негодность строительных конструкций, каналов, камер, смотровых колодцев, павильонов и опор надземных прокладок.

1.2. Восстановление поврежденных, смена пришедших в негодность или прокладка дополнительных дренажей из камер и каналов, а также попутных дренажей для понижения уровня грунтовых вод на действующих сетях.

1.3. Полная или частичная смена гидроизоляции каналов и камер.

1.4. Восстановление или смена подвижных и неподвижных опор, а также системы креплений трубопроводов при надземных прокладках, на эстакадах и искусственных сооружениях (мостах, путепроводах).

1.5. Вскрытие и очистка каналов от заиливания с восстановлением изоляции.

1.6. Смена металлических спускных лестниц в камерах и на эстакадах или более 50% ходовых скоб.

1.7. Смена люков.

2. Трубопроводы, арматура и оборудование тепловых сетей и насосных станций

2.1. Смена пришедших в негодность трубопроводов с увеличением, в необходимых случаях диаметра труб (не более чем на два типоразмера), применение компенсаторов, запорной арматуры и других устройств более совершенных конструкций, более совершенных типов теплоизоляционных конструкций, а также отклонения при необходимости от существующей трассировки.

2.2. Полная или частичная замена тепловой изоляции, восстановление и нанесение вновь антикоррозионного покрытия и гидроизоляции на действующие трубопроводы.

2.3. Смена или установка дополнительных задвижек или другой запорной арматуры, компенсаторов и фасонных частей или их ремонт со сменой изношенных деталей.

2.4. Смена пришедшей в негодность регулировочной и предохранительной арматуры и автоматических устройств, средств автоматики, телемеханики и связи или ремонт со сменой основных изношенных деталей.

2.5. Смена или ремонт со сменой деталей электрических, электромагнитных, гидравлических и других приводов задвижек, авторегуляторов, насосов, вентиляторов, а также пусковой аппаратуры к ним.

2.6. Смена или ремонт со сменой деталей силовой и осветительной аппаратуры и шкафов рабочего освещения в камерах, каналах, коллекторах, павильонах, на эстакадах и насосных станциях.

2.7. Смена и ремонт со сменой деталей насосов, грязевиков, конденсатоотводчиков, аккумулирующих емкостей и другого тепломеханического оборудования насосных и аккумуляторных станций.

2.8. Ремонт, дооборудование и смена тепловых щитов и теплоизмерительных приборов.

2.9. Ремонт со сменой негодных деталей и сооружение на действующих сетях устройств для защиты от электрохимической коррозии.

2.10. Ликвидация перекосов арматуры, образовавшихся в результате осадок трубопроводов при бесканальной прокладке, связанная с переваркой конструкций трубопровода (компенсаторов, фланцевых соединений, ответвлений) или опор.

2.11. Очистка внутренней поверхности труб и тепломеханического оборудования от накипи и продуктов коррозии механическим или химическим путем.

Приложение 22

ПРИМЕРНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ МЕХАНИЗМОВ И ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ

Наименование	Количество
Насос самовсасывающий подачей 100-200 м³/ч на тракторе	1
Насос с двигателем внутреннего сгорания	2
Илососная машина на базе автомашины	1
Автомашина ассенизационная для очистки камер	1
Вентилятор центробежный с двигателем внутреннего сгорания со шлангами на автоприцепе	3
Компрессор воздушный производительностью 6 м³/мин на автоходу	2
Электростанция передвижная постоянного тока 380/220 В мощностью до 80 кВт	1
Насос опрессовочный на давление 30-40 кгс/см² со специальными армированными шлангами	2
Пресс гидравлический с механическим приводом	1
Экскаватор на гусеничном ходу с ковшом 0,25-0,5 м³	1
Экскаватор на базе колесного трактора	1
Автокран грузоподъемностью 6,3-10 т	1
Автомашина-самосвал	1
Трубопрокладчик грузоподъемностью 10 т	1
Бульдозер на гусеничном ходу	1
Бульдозер на базе колесного трактора	1
Автопогрузчик	1
Электросварочный агрегат переменного тока с электрокабелем (50-60 м)	1
Газосварочный аппарат переносный	1
Домкрат грузоподъемностью 10 т	2
Таль с электроприводом грузоподъемностью 3 т	2
Станок токарный	1
Станок сверлильный	1
Тиски параллельные	2-3
Прижим трубный	2-3
Электроточило	1
Тележка для перевозки баллонов	2

Приложение 23

АКТ
ПРИЕМКИ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ ИЗ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

от ____ _____199__ г.

Комиссия, назначенная приказом по ОЭТС № _____199__ г., в составе:

председателя комиссии _____

членов комиссии _____

_____

_____

произвела приемку в эксплуатацию законченной ремонтом тепловой сети (участка) _____

_____

При приемке установлено:

1. Ремонт выполнялся в период с_____199__г. до _____199__г.

Ответственный руководитель работ _____

Ответственный производитель работ _____

2. Ремонт произведен на основании №_____

плана капитального ремонта 199__г._____

(проектная организация)

3. Работы выполнены с отступлением от проекта _____

_____

_____

_____

4. При ремонте выполнены следующие основные работы _____

_____

_____

5. Сметная стоимость ремонта по утвержденной сметной документации_____тыс.руб., фактическая _____тыс.руб.

6. Комиссия проверила наличие и содержание следующих документов по ремонту ____

_____

_____

_____

7. Недоделки, не препятствующие нормальной эксплуатации, указаны в приложении со сроками их устранения.

Решение комиссии:

Предъявленная к сдаче тепловая сеть (участок) _____

_____

_____

(длина, диаметр)

принимается в эксплуатацию ____ _____199__г.

Председатель комиссии: _____

Члены комиссии: _____

Приложение 24

ПАСПОРТ ЦИЛИНДРИЧЕСКОГО ВЕРТИКАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА

Вместимость _____

Марка _____

Дата составления паспорта_____

Место установки (наименование предприятия) _____

_____

Назначение резервуара _____

Основные размеры элементов резервуара (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: _____

_____

_____

Отклонения от проекта _____

_____

Дата начала монтажа _____

Дата окончания монтажа _____

Даты начала и окончания каждого промежуточного и общего испытания 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 изготовление стальных конструкций.

3. Документы о согласовании отступлений 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. Схема геодезических измерений при проверке разбивочных осей и установке конструкций.

7. Журнал сварочных работ.

8. Акты испытаний резервуара.

9. Описи удостоверений (дипломов) о квалификации сварщиков, производивших сварку конструкций при монтаже, с указанием присвоенных им цифровых или буквенных знаков.

10. Документы с результатами испытаний сварочных монтажных швов.

11. Заключение о результатах просвечивания сварочных монтажных швов проникающим излучением со схемами расположения мест просвечивания.

12. Акты приемки смонтированного оборудования.

Подписи представителей Заказчика и строительно-монтажных организаций _____

_____

_____

_____

Приложение 25

ПРИМЕРНЫЙ МИНИМАЛЬНЫЙ АВАРИЙНЫЙ ЗАПАС МАТЕРИАЛОВ

Материал	Количество на 1000 м уложенных труб и 100 шт. установленной арматуры соответствующего диаметра
1. Для эксплуатационного района ОЭТС	
Трубы стальные, м:	
d =15-150 мм	5
d = 200-1200 мм	3
Болты с гайками М12-М30, кг	10
Муфты газовые d = 15-50 мм, шт.	10
Контргайки d = 15-50 мм, шт.	10
Отводы крутозагнутые d = 50-400 мм, шт.	2
Краны пробковые d = 15-30 мм, шт.	5
Краны трехходовые d = 15 мм, шт.	20
Задвижки стальные, шт.:	
d = 50-350 мм	2
d = 400-1000 мм	1
Компенсаторы сальниковые, шт.:	
d = 100-350 мм	1
d = 400-1000 мм	1
Гильзы для термометров d = 200 мм, шт.	2
Элеваторы водоструйные № 1-7, компл.	1
Люки чугунные с крышками d = 630 мм, компл.	3
Колеса рабочие на 10 установленных насосов, шт.	1
Подшипники к насосам, шт.	2
Фланцы стальные на каждую единицу запасной фланцевой арматуры, пары	1
2. Для дежурного персонала эксплуатационного района	
Прокладки паронитовые круглые каждого размера, шт.:	
d = 50-150 мм	4
d = 200-300 мм	3
d = 350-1200 мм	2
Прокладки для крышек задвижек каждого размера, шт.	2
Набивка сальниковая толщиной 12,5-25 мм, кг	10
Резина термостойкая диаметром 10-25 мм, кг	25
Болты с гайками М9-М25 каждого размера, шт.	10
Заглушки стальные каждого размера, шт.:	
d = 50-200 мм	2
d = 250-1200 мм	1
Лен, кг	0,5
Сурик, кг	1,0
Графит, кг	1,0
Масло машинное, кг	2,0
Фонари аккумуляторные, компл.	3

Окончание приложения 25

Материал	Количество на 1000 м уложенных труб и 100 шт. установленной арматуры соответствующего диаметра
Противогазы промышленные, компл.	2
Очки предохранительные, пары	2
Респираторы, шт.	2
Сапоги резиновые, пары	2
Костюмы ватные, компл.	2
Костюмы брезентовые, компл.	3
Костюмы прорезиненные, компл.	1
Рукавицы брезентовые, пары	4
Предохранительные пояса с веревкой, компл.	2
Газоанализаторы, компл.	1
3. Дополнительный общий запас на 1000 м² материальной характеристики уложенных сетей (*D* x *l*)	
Набивка сальниковая асбестовая, кг	25
Резина термостойкая, кг	30
Паронит, кг	10
Графит, кг	3
Лен, кг	1
Сталь, кг:	
листовая	25
полосовая	10
круглая	10
Сурик, кг	2
Тавот (солидол), кг	5
Масло машинное, кг	5
Керосин, л	2
Кислород, баллон	1
Ацетилен, баллон	1
Карбид кальция, кг	100
Лесоматериал крепежный, м³	1
Гвозди разные, кг	5

Приложение 26

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ (СНиП 11-01-95)

_____

(наименование и месторасположение проектируемого предприятия, здания, сооружения)

Перечень основных данных и требований:

1. Основание для проектирования.
2. Вид строительства.
3. Стадийность проектирования.
4. Требования по вариантной и конкурсной разработкам.
5. Особые условия строительства.
6. Основные технико-экономические показатели объекта, в том числе мощность, производительность, производственная программа.
7. Требования к качеству, конкурентноспособности и экологическим параметрам продукции.
8. Требования к технологии, режиму предприятия.
9. Требования к архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям.
10. Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия.
11. Требования и условия к разработке природоохранных мер и мероприятий.
12. Требования к режиму безопасности и гигиене труда.
13. Требования по ассимиляции производства.
14. Требования по разработке инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций.
15. Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ.
16. Состав демонстрационных материалов.

Состав задания на проектирование устанавливается с учетом отраслевой специфики и вида строительства.

Вместе с заданием на проектирование заказчик выдает проектной организации исходные материалы[1]:

обоснование инвестиций строительства данного объекта;

решение местного органа исполнительной власти о предварительном согласовании места размещения объекта;

акт выбора земельного участка (трассы) для строительства и прилагаемые к нему материалы;

архитектурно-планировочное задание, составляемое в установленном порядке;

технические условия на присоединение проектируемого объекта к источникам снабжения, инженерным сетям и коммуникациям;

сведения о проведенных с общественностью обсуждениях решений о строительстве объекта;

исходные данные по оборудованию, в том числе индивидуального изготовления;

необходимые данные по выполненным научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам, связанным с созданием технологических процессов и оборудования;

материалы инвентаризации, оценочные акты и решения органов местной администрации о сносе и характере компенсации за сносимые здания и сооружения;

другие материалы.

---

[1] Номенклатура, порядок и сроки представления материалов приводятся в договоре (контракте) на выполнение проектных работ.

Приложение 27

ТИПОВАЯ ФОРМА АКТА НА ОСМОТР ТЕПЛОПРОВОДА ПРИ ВСКРЫТИИ ПРОКЛАДКИ

Организация, эксплуатирующая тепловую сеть _____

Район ОЭТС _____ Источник тепловой энергии _____

Дата _____

Наименование или номер магистрали _____

Место вскрытия: между камерами _____

на расстоянии _____ м от камеры _____

на длине _____ м.

Год строительства участка теплосети _____

Длительность эксплуатации _____ лет.

Тип прокладки _____

(непроходной канал, бесканальная и т.д.)

Диаметр труб: подающей _____ мм, обратной _____ мм.

Результаты осмотра

1. Характеристика участка сети _____

_____

_____

2. Характеристика наружного покрытия над прокладкой теплопровода _____

_____

_____

3. Характеристика грунта _____

_____

4. Уровень грунтовых вод _____

5. Глубина заложения прокладки _____

6. Наличие дренажного устройства, его конструкция, состояние и работоспособность _

_____

_____

_____

7. Гидроизоляция канала _____

8. Характеристика и состояние строительных конструкций _____

_____

_____

9. Внутреннее состояние канала _____

_____

_____

10. Покровный слой (материалы, состояние):

подающая труба _____

обратная труба _____

11. Тепловая изоляция (материал, состояние):

подающая труба _____

обратная труба _____

12. Антикоррозионное покрытие труб, его состояние:

подающая труба _____

обратная труба _____

13. Состояние трубопровода и сварных стыков:

подающая труба _____

обратная труба _____

14. Наличие наружной коррозии, ее характер и интенсивность, толщина коррозионной пленки, диаметр и глубина каверн, местонахождение по оси трубы:

подающая труба _____

обратная труба _____

15. Наличие электрифицированного транспорта и расстояние до ближайших рельсов _____

16. Наличие вблизи теплотрассы других подземных коммуникаций (кабелей, газопроводов, водопровода, канализации) _____

17. Наличие на смежных подземных коммуникациях электрозащитных установок _____

18. Предполагаемые причины разрушения теплоизоляционной конструкции и наружной коррозии трубопроводов _____

19. Намечаемые мероприятия по устранению причин дефектов _____

20. Описание работ по восстановлению прокладки в месте вскрытия; дата восстановления _____

21. Дополнительные данные _____

Члены комиссии:

Фамилия	Должность	Подпись

_____ _____ 199____ г.

Приложение 28

УКАЗАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ ОСМОТРА ТЕПЛОПРОВОДА ПРИ ВСКРЫТИИ ПРОКЛАДКИ

Осмотр рекомендуется производить в последовательности, приведенной в типовой форме акта (см. приложение 27), с учетом следующих указаний:

а) характеристика участка сети включает назначение теплопровода, вид теплоносителя, температурный график работы сети и температуру в сети во время вскрытия, количество труб;

б) характеристика наружного покрытия трассы теплопровода дается непосредственно для места вскрытия и для соседних участков на расстоянии 10-20 м в обе стороны (например, газон с травяным покрытием, асфальт, утрамбованный грунт проезжей части и т.д.);

в) характеристика грунта может быть определена по таблице, приведенной в МУ 34-70-149-86 [40]. Влажность грунта указывается ориентировочно (сильно увлажнен, средней влажности и т.д.). Точные данные по влажности грунта даются в приложении после проведения анализов отобранных проб;

г) уровень грунтовых вод приводится по данным эксплуатации, отмечается также фактический уровень воды в момент осмотра места вскрытия и предполагаемые причины ее появления (грунтовая вода, ливневая, сетевая, водопроводная и т.д.);

д) приводится конструкция и оценивается состояние дренажных труб и стыков, работоспособность дренажа определяется с помощью "поплавка", движение которого указывает на наличие протока воды в ближайшем дренажном колодце;

е) для канальной прокладки приводятся способ гидроизоляции канала, гидроизоляционный материал, оценивается состояние гидроизоляции (наличие трещин, вспучивания, сползания, грунта между слоями гидроизоляции);

ж) указываются тип и конструкция канала и состояние его строительных конструкций, дается оценка состояния плит перекрытия и стенок канала, характера разрушения элементов канала и приводятся его причины;

з) при осмотре и оценке внутреннего состояния канала:

определяется наличие влаги (капельной или пленочной) на внутренней поверхности перекрытия, стен и дна канала;

выявляются признаки затопления канала, определяется высота стояния воды в канале при затоплениях;

определяется толщина слоя илистых отложений в канале;

при расположении вблизи места вскрытия неподвижной щитовой опоры проверяется наличие и состояние отверстия в опоре для прохода воды, дренируемой по дну канала, оценивается состояние изоляции труб в месте прохода через опору;

и) указывается тип теплоизоляционной конструкции (подвесная, засыпная, монолитная, сборная и т.д.) и оценивается ее состояние (целостность);

к) указывается конструкция покровного слоя, количество слоев, материалы, оценивается состояние (наличие трещин, отслоений, степень увлажнения и т.д.);

л) указывается тип теплоизоляционного материала и вид изделия (маты,скорлупы, сегменты, полуцилиндры и т.д.), дается оценка состояния материала (степень увлажнения, разрушение штучных изделий, разложение материала);

м) указываются тип антикоррозионного покрытия по технической документации на данный участок сети и фактический, количество слоев, клеющий состав для рулонных материалов; оценивается состояние покрытия, целостность, адгезия, изменение цвета и структуры, измеряется толщина покрытия;

н) оценивается коррозионный процесс на трубах, определяются характер коррозии (пылевидная, пленочная, язвенная, электрокоррозия), наличие продуктов коррозии, толщина коррозионных пленок, глубина язв, каверн и т.д.; предполагаемая причина коррозионных процессов.

Трубы осматриваются со всех сторон. Особое внимание должно уделяться участкам снизу труб и между ними; при этом рекомендуется пользоваться зеркалом.

Приложение 29

Утверждаю:
Главный инженер ОЭТС
____ _____199___ г.

АКТ
СДАЧИ-ПРИЕМКИ ПУСКОНАЛАДОЧНЫХ РАБОТ ПО ВВОДУ СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ

г. _____ _____ 19____ г.

Наименование предприятия _____

Наименование участка _____

Мы, нижеподписавшиеся, члены приемочной комиссии в составе:

представителя Заказчика _____
(должность, фамилия, имя, отчество)

представителя наладочной организации _____
(должность, фамилия, имя, отчество)

составили настоящий Акт о том, что

_____сдает, а
(наименование наладочной организации)

Заказчик принимает в _____
(временную, постоянную)

эксплуатацию указанные в прилагаемой ведомости[1] налаженные приборы и средства автоматизации.

Указанные в ведомости приборы и средства автоматизации прошли комплексное опробование с оценкой_____ и могут нормально эксплуатироваться.

При комплексном опробовании в работе средств автоматизации были выявлены следующие дефекты: _____

Устранены из них: _____

Оставшиеся дефекты не препятствуют нормальной эксплуатации и подлежат устранению _____
(указать, какой организацией)

не позднее ____ _____199___ г.

Перечень прилагаемой к Акту технической документации:

_____

Сдали_____ Приняли_____

[1] Форма ведомости приведена в приложении 31.

Приложение 30

Утверждаю:
Главный инженер ОЭТС
_____ _____199___ г.

АКТ
СДАЧИ-ПРИЕМКИ СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ ИЗ РЕЖИМНОЙ НАЛАДКИ

г. _____ _____ 19____ г.

Наименование предприятия _____

Наименование участка _____

Мы, нижеподписавшиеся, члены приемочной (рабочей) комиссии в составе:

представителя Заказчика _____
(должность, фамилия, имя, отчество)

представителя наладочной организации _____
(должность, фамилия, имя, отчество)

составили настоящий Акт о том, что_____
(наименование наладочной организации)

сдает, а Заказчик принимает в_____
(временную, постоянную)

эксплуатацию указанные в прилагаемой ведомости налаженные приборы и средства автоматизации (см. приложение 31).

Указанные в ведомости приборы и средства автоматизации прошли наладочную эксплуатацию, приемо-сдаточные испытания и могут постоянно находиться в работе. Протокол приемо-сдаточных испытаний прилагается к Акту.

При проведении приемо-сдаточных испытаний в работе средств автоматизации были выявлены следующие недостатки: _____

_____

Устранены из них: _____

_____

Оставшиеся дефекты не препятствуют нормальной эксплуатации и подлежат устранению _____
(указать, какой организацией)

не позднее _____ _____199____ г.

Перечень прилагаемой к Акту технической документации:

_____

_____

Сдали_____ Приняли_____

Приложение 31

ВЕДОМОСТЬ НАЛАЖЕННЫХ ПРИБОРОВ И СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ

_____

(наименование объекта)

По проекту _____

Номер позиции по спецификации проекта	Наименование	Тип	Заводской номер	Примечание

Принял _____

(должность, фамилия и подпись представителя Заказчика)

Сдал _____

(должность, фамилия и подпись представителя наладочной организации)

Список использованной литературы

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20.501-95. 15-е изд.— М.: СПО ОРГРЭС, 1996.
2. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды: РД-03-94.— М.: НПО ПБТ, 1994.
3. СНиП 2.04.07-86*. Тепловые сети.— М.: Минстрой России, 1994.
4. Руководящий нормативный документ. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей: РДПр 34-38-030-92.— М.: Ротапринт ЦКБ Энергоремонта, 1994.
5. Типовая инструкция по защите тепловых сетей от наружной коррозии: РД 34.20.518-95.— М.: СПО ОРГРЭС, 1997.
6. Правила и нормы по защите трубопроводов тепловых сетей от электрохимической коррозии: РД 34.20.520-96.— М.: СПО ОРГРЭС, 1998.
7. Руководящий документ. Номенклатура документов электроэнергетической отрасли: РД 34.01.101-93.— М.: СПО ОРГРЭС, 1994.
8. Правила разработки, пересмотра, утверждения и применения отраслевых руководящих документов по эксплуатации и ремонту оборудования в электроэнергетике: РД 34.01.103-94.— М.: СПО ОРГРЭС, 1994.
9. Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей: РД 34.03.201-97.— М.: НЦ ЭНАС, 1997.
10. Гражданский кодекс Российской Федерации (часть вторая).— М.: Китап Пресс, 1996, §6 Энергоснабжение.
11. Типовая инструкция по эксплуатации, ремонту и контролю станционных трубопроводов сетевой воды: ТИ 34-70-042-85.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1985.
12. Типовая инструкция по эксплуатации станционных установок подогрева сетевой воды: ТИ 34-70-003-82.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1982.
13. Правила энергоснабжения в Российской Федерации[1].
14. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций: ВНТП 81.— М.: 1981.
15. Правила эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей. Правила техники безопасности при эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей.— М.: Энергоатомиздат, 1992.
16. Методические указания по гидропневматической промывке водяных тепловых сетей: РД 34.20.327-87.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1989.

[1] Находятся на утверждении в Правительстве России.

17. Санитарные правила устройства и эксплуатации систем централизованного горячего водоснабжения: СанПиН № 4723-88.— М.: Минздрав СССР, 1988.
18. СНиП 3.05.04-87. Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации.
19. СНиП 3.01.04-87. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения.
20. ГОСТ 356-80. Арматура и детали трубопроводов. Давления условные, пробные и рабочие. Ряды.
21. Правила безопасности в газовом хозяйстве.— М.: ПИО ОБТ, 1998.
22. Методические указания по определению готовности систем теплоснабжения к прохождению отопительного сезона: МУ 34-70-171-87.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.
23. СНиП III-18-75. Металлические конструкции. Правила производства и приемки работ.
24. СНиП 3.03.01-87. Несущие и ограждающие конструкции. Правила производства и приемки работ.
25. СНиП II-23-81. Нормы проектирования. Стальные конструкции.
26. Типовая инструкция по эксплуатации металлических резервуаров для хранения жидкого топлива и горячей воды. Строительные конструкции: РД 34.21.526-95.— М.: СПО ОРГРЭС, 1995.
27. Циркуляр Ц-02-95(Т). О предотвращении разрушений баков-аккумуляторов горячей воды.— М.: СПО ОРГРЭС, 1995.
28. Методические указания по защите баков-аккумуляторов от коррозии и воды в них от аэрации: МУ 34-70-155-86.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.
29. Правила устройства электроустановок.— М.: Энергосервис, 1998.
30. Методические указания по испытаниям водяных тепловых сетей на расчетную температуру теплоносителя: МУ 34-70-150-86.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.
31. Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях: РД 34.09.255-97.— М.: СПО ОРГРЭС, 1998.
32. Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери: РД 34.20.519-97.— М.: СПО ОРГРЭС, 1998.
33. Методические указания по испытанию сетевых насосов.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1982.
34. Методические указания по испытанию сетевых подогревателей: МУ 34-70-001-82.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1982.
35. ГОСТ 8.002-86. ГСИ. Государственный надзор и ведомственный контроль за средствами измерений. Основные положения.
36. Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем: РД 34.20.801-93.— М.: СПО ОРГРЭС, 1993.
37. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: Справочник / В.И. Манюк, Я.И. Каплинский и др.— М.: Стройиздат, 1988.
38. Типовая инструкция по эксплуатации тепловых сетей: ТИ 34-70-045-85.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1986.
39. Правила технической эксплуатации коммунальных тепловых сетей и пунктов.— М.: Стройиздат, 1991.

40. Методические указания по проведению шурфовок в тепловых сетях. МУ 34-70-149-86.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.
41. Правила пользования электрической и тепловой энергией.— М.: Энергоатомиздат, 1982.
42. СНиП 11-01-95. Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений.
43. СНиП 3.05.03-85. Тепловые сети.
44. СНиП III.3-81. Правила производства и приемки работ. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения.
45. Методические указания по наладке и обслуживанию гидравлических регуляторов в системах теплоснабжения: РД 34.35.416-97.— М.: СПО ОРГРЭС, 1998.
46. Методические указания по проведению приемо-сдаточных испытаний гидравлической автоматической системы регулирования в системах теплоснабжения: РД 34.35.415-97.— М.: СПО ОРГРЭС, 1998.
47. Правила приемки в эксплуатацию из монтажа и наладки систем управления технологическими процессами тепловых электрических станций: РД 34.35.412-88.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1988.
48. Временные методические указания по наладке автоматических регуляторов на тепловых электростанциях.— М.: СПО ОРГРЭС, 1976.
49. ГОСТ 8.563.1-97. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Диафрагмы, сопла ИСА 1932 и трубы Вентури, установленные в заполненных трубопроводах круглого сечения.
50. ГОСТ 8.563.2-97. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Методика измерений с помощью сужающих устройств.
51. Методические указания. Расход жидкостей и газов. Методика выполнения измерений с помощью специальных сужающих устройств: РД 5-411-83.— М.: Издательство стандартов, 1984.
52. ГОСТ 26969-86. Диафрагмы для измерения расхода жидкостей и газов стандартные.
53. Письмо от 07.07.97 г. № 4/85-111 Департамента Госсанэпиднадзора Министерства здравоохранения РФ "О термической дезинфекции трубопроводов тепловых сетей".
54. Типовые организационные структуры управления предприятий тепловых сетей. Приложение к Приказу Минэнерго СССР от 22.07.80 г. № 260.
55. Типовой проект организации труда в районе эксплуатации тепловых сетей.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1978.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ 4
   1.1. Основные задачи и сфера действия организации, эксплуатирующей тепловые сети и осуществляющей координацию процессов выработки, передачи и потребления тепловой энергии 4
   1.2. Функции организации, эксплуатирующей тепловые сети 4
   1.3. Организация эксплуатации тепловых сетей 5
2. ВЗАИМООТНОШЕНИЯ ОЭТС С ПОТРЕБИТЕЛЯМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ 5
   2.1. Общие положения 5
   2.2. Выдача разрешений, технических условий на присоединение потребителей тепловой энергии к тепловым сетям ОЭТС, согласование проектов, осуществление надзора за их выполнением 5
   2.3. Права и обязанности сторон 7
3. ПРИМЕРНАЯ СТРУКТУРА ОРГАНИЗАЦИИ, ЭКСПЛУАТИРУЮЩЕЙ ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ В АО-энерго, ФУНКЦИИ ВХОДЯЩИХ В НЕЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ. ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ 10
4. ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, ТЕХНИЧЕСКОГО НАДЗОРА ЗА СТРОИТЕЛЬСТВОМ, РЕКОНСТРУКЦИЕЙ И КАПИТАЛЬНЫМ РЕМОНТОМ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ПРИНАДЛЕЖАЩИХ ОЭТС И ПРИЕМКА ИХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ 15
   4.1. Общие положения 15
   4.2. Правила испытаний трубопроводов тепловых сетей при приемке их в эксплуатацию 17
5. ПУСК ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ 19
   5.1. Общие положения 19
   5.2. Пуск водяной тепловой сети 20
      5.2.1. Заполнение тепловой сети водой 20
      5.2.2. Установление циркуляционного режима 21
      5.2.3. Особенности пуска водяной тепловой сети при отрицательных температурах наружного воздуха 23
      5.2.4. Проверка готовности и включение тепловых пунктов и систем теплопотребления 24
   5.3. Пуск паровой тепловой сети 26
      5.3.1. Организация пуска 26
      5.3.2. Прогрев и продувка паропроводов 27
      5.3.3. Заполнение и промывка конденсатопроводов 28
      5.3.4. Пуск систем теплопотребления паровой сети 28

6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ 29
6.1. Эксплуатация трубопроводов 29
6.2. Техническое освидетельствование трубопроводов 32
6.3. Эксплуатация арматуры, компенсаторов, средств измерения 33
6.4. Эксплуатация насосных станций 35
6.5. Эксплуатация баков-аккумуляторов горячей воды 37
6.6. Эксплуатация средств защиты тепловых сетей от электрохимической коррозии 40
6.6.1. Общие положения 40
6.6.2. Определение опасности наружной коррозии тепловых сетей 40
6.6.3. Эксплуатация средств электрохимической защиты трубопроводов тепловых сетей 41
6.7. Меры предупреждения и контроля интенсивности внутренней коррозии трубопроводов 42
6.8. Эксплуатационные испытания тепловых сетей 43
6.9. Организация и ведение режима работы системы централизованного теплоснабжения 48
7. ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТРОЙСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ И СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ ОЭТС 48
8. ЛИКВИДАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ (ПОВРЕЖДЕНИЙ) В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ 53
8.1. Задачи и организация противоаварийных работ 53
8.2. Мероприятия по обнаружению и предотвращению развития технологических нарушений (повреждений) в тепловой сети 55
8.3. Подготовка и введение графиков ограничения и отключений потребителей тепловой энергии при аварийных ситуациях 58
9. РЕМОНТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ 61
9.1. Основные положения по проведению текущего и капитального ремонтов тепловых сетей 61
9.2. Выявление объемов ремонтных работ 61
9.3. Организация текущего и капитального ремонтов тепловой сети 62
Приложение 1. Термины и определения 64
Приложение 2. Разрешение и технические условия на присоединение к тепловым сетям 68
Приложение 3. Ориентировочный перечень местных инструкций 69
Приложение 4. Паспорт тепловой сети 70
Приложение 5. Паспорт подкачивающей насосной станции 73
Приложение 6. Заявка на вывод оборудования из работы или резерва 77
Приложение 7. Акт на разбивку трассы тепловой сети 78
Приложение 8. Акт на скрытые работы при укладке трубопроводов тепловой сети 79
Приложение 9. Акт на скрытые работы по камерам 80
Приложение 10. Акт о растяжке компенсаторов 81
Приложение 11. Акт на промывку (продувку) трубопровода 82
Приложение 12. Акт на гидравлическое испытание трубопровода 83
Приложение 13. Акт о приемке в эксплуатацию теплопровода 84

Приложение 14. Акт на приемку электрозащитной установки в эксплуатацию 86
Приложение 15. Форма паспорта трубопровода 88
Приложение 16. Форма рапорта слесаря по обслуживанию тепловых сетей 90
Приложение 17. Примерный перечень инструмента слесаря по обслуживанию тепловых сетей 91
Приложение 18. Примерный запас приспособлений, оборудования и инструмента, подлежащий хранению в дежурном помещении эксплуатационного района ОЭТС 92
Приложение 19. Методические рекомендации по оценке интенсивности процесса внутренней коррозии в тепловых сетях с помощью метода "индикаторов коррозии" 93
Приложение 20. Перечень работ, выполняемых при текущем ремонте тепловой сети 96
Приложение 21. Перечень работ, проводимых при капитальном ремонте тепловой сети 97
Приложение 22. Примерный перечень механизмов и оборудования для проведения ремонтных работ 98
Приложение 23. Акт приемки тепловой сети из капитального ремонта 99
Приложение 24. Паспорт цилиндрического вертикального резервуара 100
Приложение 25. Примерный минимальный аварийный запас материалов 102
Приложение 26. Задание на проектирование объектов производственного назначения (СНиП 11-01-95) 104
Приложение 27. Типовая форма акта на осмотр теплопровода при вскрытии прокладки 105
Приложение 28. Указания к проведению осмотра теплопровода при вскрытии прокладки 107
Приложение 29. Акт сдачи-приемки пусконаладочных работ по вводу средств автоматизации 108
Приложение 30. Акт сдачи-приемки средств автоматизации из режимной наладки 109
Приложение 31. Ведомость налаженных приборов и средств автоматизации 110
Список использованной литературы 111

gost.e-ecolog.ru