Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СТО 70238424.27.010.004-2009

ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2010–01–29

Издание официальное

Москва
2009

gost.e-ecolog.ru

ПРЕДИСЛОВИЕ

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. №184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила разработки и применения стандартов организации – ГОСТ Р 1.4.-2004 «Стандарты организаций. Общие положения».

СВЕДЕНИЯ О СТАНДАРТЕ

РАЗРАБОТАН	Открытым акционерным обществом «Объединение ВНИПИэнергопром» (ОАО «ВНИПИэнергопром»), Закрытым акционерным обществом «Энергокор-Центр Инжиниринг» (ЗАО «Энергокор-Центр Инжиниринг»)
ВНЕСЕН	Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»
УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	Приказом НП «ИНВЭЛ» от 31.12.2009 № 102
ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ	

© НП «ИНВЭЛ», 2009

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения НП «ИНВЭЛ»

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 4
4 Обозначения и сокращения 4
5 Организация эксплуатации систем централизованного теплоснабжения и тепловых сетей 5
6 Примерная структура организации, эксплуатирующей тепловые сети. Функции входящих в нее подразделений. Техническая документация 11
7 Организация проектирования, технического надзора за строительством, реконструкцией и капитальным ремонтом тепловых сетей, эксплуатируемых ОЭТС, и приемка их в эксплуатацию 16
8 Пуск тепловых сетей 23
9 Эксплуатация тепловых сетей 37
10Ликвидация технологических нарушений (повреждений) в тепловых сетях 82
11Ремонт тепловых сетей 92
Приложение А (рекомендуемое) Форма разрешения и технических условий на присоединение к тепловым сетям 96
Приложение Б (рекомендуемое) Ориентировочный перечень местных инструкций 97
Приложение В (рекомендуемое) Форма паспорта тепловой сети 98
Приложение Г (рекомендуемое) Форма паспорта подкачивающей насосной станции 102
Приложение Д (рекомендуемое) Форма заявки на вывод оборудования из работы или резерва 105
Приложение Е (рекомендуемое) Форма акта разбивки трассы тепловой сети 106
Приложение Ж (рекомендуемое) Форма акта освидельствования скрытых работ выполненных при укладке трубопроводов тепловой сети 107
Приложение И (рекомендуемое) Форма акта освидельствования скрытых работ выполненных по камерам 108
Приложение К (рекомендуемое) Форма акта о растяжке компенсаторов 109
Приложение Л (рекомендуемое) Форма акта о промывке (продувке) трубопровода 111
Приложение М (рекомендуемое) Форма акта о приемке в эксплуатацию теплопровода 112
Приложение Н (рекомендуемое) Форма акта приемки в эксплуатацию электрозащитной установки 114
Приложение П (рекомендуемое) Форма паспорта трубопровода 116
Приложение Р (рекомендуемое) Форма рапорта слесаря по обслуживанию тепловых сетей 118
Приложение С (рекомендуемое) Примерный перечень инструмента слесаря по обслуживанию тепловых сетей 119

Приложение Т (рекомендуемое) Примерный запас приспособлений, оборудования и инструмента, подлежащий хранению в дежурном помещении эксплуатационного района ОЭТС 120
Приложение У (рекомендуемое) Методические рекомендации по оценке интенсивности процесса внутренней коррозии в тепловых сетях с помощью метода «индикаторов коррозии» 121
Приложение Ф (рекомендуемое) Перечень работ, выполняемых при текущем ремонте тепловой сети 125
Приложение Х (рекомендуемое) Перечень работ, проводимых при капитальном ремонте тепловой сети 126
Приложение Ц (рекомендуемое) Примерный перечень механизмов и оборудования для проведения ремонтных работ 128
Приложение Ш (рекомендуемое) Потребность в механизмах для эксплуатации и ремонта тепловых сетей 129
Приложение Щ (рекомендуемое) Форма акта приемки тепловой сети из капитального ремонта 132
Приложение Э (рекомендуемое) Форма паспорта цилиндрического вертикального резервуара 133
Приложение Ю (рекомендуемое) Примерный минимальный аварийный запас материалов 135
Приложение Я (рекомендуемое) Форма задания на проектирование объектов производственного назначения 137
Приложение АА (рекомендуемое) Типовая форма акта осмотра теплопровода при вскрытии прокладки 139
Приложение АБ (рекомендуемое) Методические рекомендации по проведению осмотра теплопровода при вскрытии прокладки 141
Приложение АВ (рекомендуемое) Форма акта сдачи-приемки пусконаладочных работ по вводу средств автоматизации 143
Приложение АГ (рекомендуемое) Форма акта сдачи-приемки средств автоматизации из режимной наладки 144
Приложение АД (рекомендуемое) Форма ведомости налаженных приборов и средств автоматизации 145
Приложение АЕ (рекомендуемое) Методические рекомендации по гидропневматической промывке водяных тепловых сетей 146
Приложение АЖ (рекомендуемое) Методические рекомендации по наладке и обслуживанию гидравлических регуляторов в системах теплоснабжения 169
Приложение АИ (рекомендуемое) Методические рекомендации по проведению шурфовок в тепловых сетях 252
Приложение АК (рекомендуемое) Методические рекомендации по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя 268
Приложение АЛ (рекомендуемое) Методические рекомендации по проведению приемо-сдаточных испытаний гидравлической автоматической системы регулирования в системах теплоснабжения 286

Приложение АМ (рекомендуемое) Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери без нарушения режимов эксплуатации 306
Приложение АН (рекомендуемое) Методические рекомендации по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери 347
Приложение АП (рекомендуемое) Методические рекомендации по проведению испытаний источников тепловой энергии и тепловых сетей в системах централизованного теплоснабжения при нестационарных гидравлических режимах их работы 363
Приложение АР (рекомендуемое) Методические рекомендации по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «потери сетевой воды» 384
Приложение АС (рекомендуемое) Методические рекомендации по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по покзателю «тепловые потери» 401
Приложение АТ (рекомендуемое) Методические рекомендации по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «удельный расход сетевой воды» 440
Приложение АУ (рекомендуемое) Методические рекомендации по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателям «разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах» и «удельный расход электроэнергии» .. 467
Приложение АФ (рекомендуемое) Форма акта на гидравлическое испытание трубопровода 477
Приложение АХ (справочное) Рекомендации и пример расчета энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю «потери сетевой воды» 478
Приложение АЦ (рекомендуемое) Методические рекомендации по определению нормативной режимной характеристики систем теплоснабжения по показателю «удельный расход сетевой воды в системах теплоснабжения» и пример ее расчета 495
Приложение АШ (рекомендуемое) Методические рекомендации и пример расчета энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю «тепловые потери» 556
Приложение АЩ (справочное) Перечень производственно-технических документов для мастера участка района тепловых сетей 593
Приложение АЭ (рекомендуемое) Перечень производственно-технических документов для служб районов (участков) предприятия тепловых сетей 595
Приложение АЮ (рекомендуемое) Перечень производственно-технических документов для инженера абонентских присоединений района тепловых сетей 600
Приложение АЯ (справочное) Перечень производственно-технических документов дежурного персонала предприятий тепловых сетей 602
Приложение БА (рекомендуемое) Методические указания по определению тепловых потерь в паровых тепловых сетях 608

Приложение БВ (справочное) Типовая программа проведения энергетических обследований систем транспорта и рапределения тепловой энергии (тепловых сетей) 648
Приложение БГ (рекомендуемое) Методические рекомендации по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях 660
Приложение БД (рекомендуемое) Типовая инструкция по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей в процессе эксплуатации 681
Библиография 729

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

Тепловые сети
Организация эксплуатации и технического обслуживания
Нормы и требования

Дата введения – 2010-01-29

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на организацию эксплуатации и технического обслуживания действующих тепловых сетей систем централизованного теплоснабжения (далее – СЦТ), транспортирующих тепловую энергию с теплоносителем «горячая вода» температурой до 200°С и давлением P_y до 2,5 МПа (25 кгс/см^2) и теплоносителем «водяной пар» (далее – пар) температурой до 440°С и давлением P_y до 6,3 МПа (63 кгс/см^2).

1.2 Стандарт не устанавливает нормы и требования в части технологии выполнения и организации ремонтных работ на объектах, трубопроводах и оборудовании тепловых сетей.

1.3 Положения настоящего стандарта предназначены для применения персоналом организаций, осуществляющих эксплуатацию тепловых сетей, а также организациями, осуществляющими проектные, строительно-монтажные, пусконаладочные, другие работы на объектах тепловых сетей систем централизованного теплоснабжения и направлены на совершенствование организации эксплуатации, повышение эксплуатационной надежности, технического уровня эксплуатации тепловых сетей и систем централизованного теплоснабжения в целом и обеспечение координации процессов производства, передачи и потребления тепловой энергии.

1.4 На основе стандарта в организациях, эксплуатирующих тепловые сети (далее – ОЭТС), должны составляться местные инструкции (стандарты организаций) по эксплуатации и техническому обслуживанию систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей) с учетом их технических особенностей и конкретных условий эксплуатации. Местные инструкции не должны противоречить действующим нормативным правовым документам и настоящему стандарту.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие документы:

Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании»

Федеральный закон от 27.04.1993 № 4871-1 «Об обеспечении единства измерений»

Федеральный закон от 14.04.1995 №41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» 41-ФЗ (в ред. от 31.12.2005 N 199-ФЗ)

Федеральный закон от 03.04.1996 №28 «Об энергосбережении» (в ред. от 05.04.2003 N 42-ФЗ)

Постановление Правительства Российской Федерации от 26.02.2004 № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации»

ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения

ГОСТ 26691-85 Теплоэнергетика. Термины и определения

ГОСТ 21027-75 Системы энергетические. Термины и определения

ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 9.402-2004 единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию

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

ГОСТ 16504–81 Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения

ГОСТ 23479-79 Контроль неразрушающий. Методы оптического вида. Общие требования

ГОСТ 23055-78 Контроль неразрушающий. Сварка металлов плавлением. Классификация сварных соединений по результатам радиографического контроля

ГОСТ 9.602-2005 единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 8.326–89 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическая аттестация средств измерений

ГОСТ 8.513–84 Государственная система обеспечения единства измерений. Поверка средств измерений. Организация и порядок проведения

ГОСТ 7512–82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод

ГОСТ 14782–86 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые

ГОСТ 18442–80 Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования

ГОСТ 21105–87 Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод.

ГОСТ 28702-90 Контроль неразрушающий. Толщиномеры ультразвуковые. Общие технические требования

СТО 70238424.27.010.001–2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 70238424.27.010.003–2009 Тепловые сети. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.010.005–2009 Тепловые сети. Условия предоставления продукции. Нормы и требования

СТО 70238424.27.010.006–2009 Тепловые сети. Охрана труда (правила безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании тепловых сетей. Нормы и требования

СТО 70238424.27.010.007-2009 Тепловые пункты тепловых сетей. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.060.001–2008 Трубопроводы тепловых сетей. Защита от коррозии. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.060.002–2008 Трубопроводы тепловых сетей. Защита от коррозии. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.080.001-2009 Насосные установки ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.003–2008 Здания и сооружения ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.010–2009 Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) ТЭС. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.011–2008 Системы КИП и тепловой автоматики ТЭС. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.013–2009 Водоподготовительные установки и водно-химический режим ТЭС. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.019–2008 Теплофикационные установки ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.027–2009 Водоподготовительные установки и водно-химический режим ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.028–2009 Водоподготовительные установки и водно-химический режим ТЭС. Условия поставки. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.029–2009 Трубопроводы и арматура ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.038–2009 Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.039–2009 Здания и сооружения ТЭС. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.29.160.30.002-2009 Электродвигатели. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ

отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 19431, ГОСТ 26691, ГОСТ 21027, ГОСТ 27.002, ГОСТ 16504 и СТО 70238424.27.010.001–2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **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).

3.2 **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.

3.3 **оперативно-диспетчерское управление в теплоэнергетике:** Управление, обеспечивающее поддержание оперативного баланса производства и потребления тепловой энергии.

3.4 **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.

4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

АВБ - аварийно-восстановительная бригада;
АДС - аварийно-диспетчерская служба;
АСУ - автоматизированная система управления;
БАГВ - бак-аккумулятор горячей воды;
НТД- нормативно-техническая документация;
ОЭТС - организация, эксплуатирующая тепловые сети;
ПТЭ - правила технической эксплуатации;
ППБ - правила пожарной безопасности;
СИ - средства измерений;
СЦТ - система централизованного теплоснабжения;
ТО - техническое обслуживание;
ЦТП - центральный тепловой пункт;
ЭСО - энергоснабжающая организация;
ЭХЗ - электрохимическая защита;
ЗРА - запорно-регулирующая арматура.

5 Организация эксплуатации систем централизованного теплоснабжения и тепловых сетей

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

5.1.1 В обязанности ОЭТС входит:

- использовать тепловые сети по прямому назначению;
- осуществлять техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей, тепловых пунктов, насосных станций;
- иметь персонал, удовлетворяющий квалификационным требованиям; проводить своевременную подготовку и проверку знаний работников;
- иметь копии лицензий организаций, выполняющих по договору работы по техническому обслуживанию и ремонту;
- иметь правовые акты и нормативно-технические документы (правила, положения и инструкции), устанавливающие порядок ведения работ в теплоэнергетическом хозяйстве;
- организовывать и осуществлять контроль соблюдения требований охраны труда и техники безопасности;
- обеспечивать наличие и функционирование технических систем учета и контроля;
- выполнять предписания органов государственного технического надзора, других надзорных органов;
- обеспечивать проведение технического освидетельствования трубопроводов и оборудования тепловых сетей в сроки, установленные действующими нормативными документами;
- обеспечивать защиту энергообъектов от проникновения и несанкционированных действий посторонних лиц;
- информировать соответствующие органы об авариях или технологических нарушениях, происшедших на энергообъектах;
- осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий и других нарушений, принимать участие в расследовании причин аварий, принимать меры по их устранению, профилактике и учету.

5.1.2 ОЭТС должна в установленном порядке оформить специальные разрешения (лицензии), предусмотренные законодательными и иными правовыми актами.

5.1.3 В процессе эксплуатации ОЭТС необходимо:

- поддерживать в исправном состоянии трубопроводы и оборудование, строительные и другие конструкции тепловых сетей, проводя своевременно их осмотр и ремонт;
- наблюдать за работой компенсаторов, опор, арматуры, дренажей, контрольно-измерительных приборов и других элементов, своевременно устранять выявленные дефекты;

- своевременно удалять воздух из теплопроводов, поддерживать избыточное давление во всех точках сети и системах теплопотребления;
- поддерживать чистоту в камерах и каналах, не допускать пребывания в них посторонних лиц;
- осуществлять контроль состояния тепловой изоляции и антикоррозионного покрытия с применением современных приборов и методов диагностики, а также путем осмотра, испытаний и других методов;
- вести учет всех повреждений и выявленных дефектов по всем видам оборудования и анализ вызвавших их причин.

Периодичность проведения и объемы работ по контролю за состоянием тепловой сети определяется техническим руководителем организации.

5.1.4 При эксплуатации теплопроводов, насосных станций, тепловых пунктов, другого оборудования и сооружений тепловых сетей должны выполняться следующие виды работ:

- техническое обслуживание;
- плановые ремонты (текущие и капитальные);
- аварийно-восстановительные работы;
- вывод оборудования в резерв или консервацию и ввод в эксплуатацию из резерва, ремонта или консервации.

5.1.5 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 контроля качества подаваемого и возвращаемого теплоносителя.

5.1.6 ОЭТС 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.

5.1.7 Деятельность ОЭТС должна осуществляться в рамках законодательства Российской Федерации, нормативных и правовых актов Российской Федерации и решений государственных органов.

5.2 Функции организации, эксплуатирующей тепловые сети

5.2.1 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 (подключение) новых потребителей (абонентов) и на изменение договорных тепловых нагрузок существующих потребителей (абонентов);
- организация разработки проектно-сметной документации для вновь строящихся тепловых сетей, контроль строительства 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, осуществление 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 тепловыми энергоустановками 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.

5.3 Организация эксплуатации тепловых сетей

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

Эксплуатация тепловых сетей может осуществляться отдельной организацией – ОЭТС или подразделением, входящим в состав организации, эксплуатирую-

щей также один или несколько источников тепловой энергии (электростанций, котельных) как структурное подразделение.

Принципы организации эксплуатации тепловых сетей и распределение функций между структурными подразделениями определяет ОЭТС.

5.3.2 ОЭТС эксплуатирует тепловые сети, находящиеся на ее балансе, а также в ведении на правах аренды или других законных основаниях, 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 режимов 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.

5.3.3 Внутристанционные теплофикационные трубопроводы и коллекторы электростанций до границ их раздела с внешними тепловыми сетями, а также тепловые сети промплощадок электростанций и котельных эксплуатируются персоналом соответствующего источника тепловой энергии, которому надлежит при этом руководствоваться требованиями действующих нормативных документов и настоящим стандартом.

5.3.4 Электрооборудование тепловых сетей, тепловых пунктов, насосных станций должно соответствовать и эксплуатироваться в соответствии со стандартами организации, НП «ИНВЭЛ» регламентирующими указанные требования.

5.4 Условия взаимоотношений ОЭТС с поставщиками и потребителями тепловой энергии

5.4.1 Правовые, организационные, экономические взаимоотношения ОЭТС с поставщиками (производителями) и потребителями тепловой энергии определяются действующими нормативными документами и СТО 70238424.27.010.003-2009.

5.4.2 Отпуск (подача) тепловой энергии и теплоносителей потребителям, их покупка у поставщиков (производителей), предоставление услуг по передаче тепловой энергии осуществляется только на основании договоров теплоснабжения (на оказание услуг по передаче тепловой энергии).

5.4.3 Заключению договора теплоснабжения (на оказание услуг по передаче тепловой энергии) предшествуют процедуры выдачи разрешений, технических условий на подключение (присоединение) тепловых энергоустановок потребителей и производителей тепловой энергии к тепловым сетям ОЭТС, согласования проектов, осуществления надзора за их выполнением.

5.4.4 Разрешение и технические условия на присоединение тепловых энергоустановок к тепловым сетям ОЭТС или на увеличение тепловой нагрузки (мощности), расходов теплоносителя и количества потребляемой (поставляемой) 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. Рекомендуемая Форма разрешения и технических условий приведена в приложении А.

5.4.5 Для получения разрешения и технических условий на присоединение заказчик или потребитель должен подать заявку и представить в ОЭТС техдокументацию в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.010.005-2009.

5.4.6 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.

5.4.7 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.

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

- источник теплоснабжения и точки присоединения к тепловым сетям основного и резервного вводов;
- 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;
- максимальные расчетные и среднечасовые расходы теплоносителей, в том числе с водоразбором из тепловой сети (при открытой схеме теплоснабжения);
- 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;
- 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;
- количество, качество и режим откачки возвращаемого конденсата, требования к его очистке у потребителя;

- необходимость использования тепловых вторичных энергетических ресурсов и собственных источников тепловой энергии на предприятии;
- необходимость сооружения у потребителя резервного источника тепловой энергии или резервной тепломагистрали к потребителю с учетом требований к надежности его теплоснабжения;
- 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.;
- границы балансовой принадлежности тепловых сетей и эксплуатационной ответственности ОЭТС и потребителя.

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

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

ОЭТС несет ответственность перед потребителями за выполнение требований технических условий на присоединение.

5.4.11 Разногласия, возникающие по техническим условиям, регулируются сторонами в соответствии с действующим законодательством.

5.4.12 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.

5.4.13 При рассмотрении рабочих чертежей необходимо проверять соответствие принятых проектных решений техническому заданию, техническим условиям, требованиям строительных норм и правил, СТО 70238424.27.010.003-2009.

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

5.4.14 ОЭТС принимает участие в техническом надзоре за строительством тепловых сетей и тепловых пунктов систем теплопотребления потребителей.

5.4.15 ОЭТС обязана обеспечить подключение потребителя к тепловой сети в срок, установленный в технических условиях, после выполнения технических условий в полном объеме.

5.4.16 До ввода в эксплуатацию принадлежащих заказчику (потребителю) новых тепловых сетей и систем теплопотребления должны быть проведены их приемо-сдаточные испытания и они принимаются заказчиком (потребителем) от монтажной организации по акту. После этого потребитель предъявляет представителю ОЭТС и представителю Ростехнадзора России проектную, рабочую исполнительную документацию, а также абонентские тепловые сети и системы теплопотребления для осмотра и допуска в эксплуатацию.

5.4.17 Если вновь смонтированные тепловые сети потребителя передаются на баланс или обслуживание ОЭТС, техническую приемку от монтажной органи-

зации потребитель проводит совместно с ОЭТС. Условия участия в приемке представителя ОЭТС должны быть оговорены в технических условиях.

5.4.18 В случае если ОЭТС осуществляет присоединение к тепловым сетям тепловую энергоустановку потребителя, в отношении которого ОЭТС будет оказывать услуги по передаче тепловой энергии, в процедурах выдачи технических условий, надзора за строительством, приемо-сдаточных процедурах, процедуре допуска в эксплуатацию участвует также энергоснабжающая организация, с которой потребитель заключает договор теплоснабжения.

5.4.19 Права и обязанности сторон по договорам теплоснабжения (на оказания услуг по передаче тепловой энергии), порядок организации коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителей, порядок расчетов за тепловую энергию, другие условия взаимоотношений указаны в СТО 70238424.27.010.005-2009.

6 Примерная структура организации, эксплуатирующей тепловые сети. Функции входящих в нее подразделений. Техническая документация

6.1 Структура ОТЭС

По структурному построению ОЭТС 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.

6.2 Производственные подразделения ОЭТС

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 ниже в последующих пунктах.

6.3 Производственные единицы ОЭТС

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.

6.4 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, контроль соблюдения 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.

6.5 Служба электрохозяйства:

- осуществление технического обслуживания и ремонта электрооборудования тепловых сетей, насосных станций, средств диспетчерского и технологиче-

ского управления, телемеханики, средств релейной защиты и электроавтоматики, электроизмерительных приборов;

- согласование 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.

6.6 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.

6.7 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 к 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.

6.8 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 сведении 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 нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии и мероприятий по повышению эффективности работы оборудования и СЦТ в целом на основе периодически составляемых энергетических характеристик тепловых сетей в соответствии с [15], 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.

6.9 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.

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.

В оперативном управлении диспетчерской службы ОЭТС находятся магистральные и распределительные тепловые сети, подкачивающие насосные 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.

6.10 Техническая документация

6.10.1 В каждой ОЭТС на основании настоящего стандарта 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, перечни документации, которая должна вестись в процессе эксплуатации приведены в приложении Б, а также приложениях АЩ, АЯ, АЮ.

6.10.2 ОЭТС должна иметь техническую документацию оборудования, находящегося на ее балансе, которое она эксплуатирует, а также техническую документацию оборудования, технический контроль которого осуществляет ОЭТС, включая тепловые сети, эксплуатируемые потребителями.

Указанная документация должна включать:

- паспорта тепловых сетей (см. приложение В), подкачивающих насосных станций (см. приложение Г), баков-аккумуляторов горячей воды (см приложение Э), ЦТП – в соответствии с СТО 70238424.27.010.007-2009, 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.

6.10.3 Паспорта тепловых сетей, насосных станций, баков-аккумуляторов, а также все приложения к ним и документация, перечисленная в п. 6.10.2, 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.

6.10.4 Техническая документация на оборудование, находящееся на балансе других предприятий и организаций, согласно перечню, приведенному в п. 6.10.2, должна находиться на этих предприятиях и организациях.

6.10.5 На диспетчерском пункте ОЭТС должна вестись следующая оперативная и техническая документация:

- 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 подкачивающих (смесительных) насосных станциях (ЦТП);
- 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.

6.10.6 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).

7 Организация проектирования, технического надзора за строительством, реконструкцией и капитальным ремонтом тепловых сетей, эксплуатируемых ОЭТС, и приемка их в эксплуатацию

7.1 Общие положения

7.1.1 Для разработки проекта строительства, реконструкции или капитального ремонта тепловых сетей, принадлежащих ОЭТС, заказчик (ОЭТС) выдает проектной организации задание на проектирование в соответствии с СТО 70238424.27.010.003-2009. Форма технического задания приведена в приложении Я.

Вместе с заданием на проектирование ОЭТС (заказчик) выдает проектной организации технические условия на присоединение проектируемого объекта в соответствии с разделом 5 настоящего стандарта и СТО 70238424.27.010.005-2009.

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

7.1.2 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.

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

7.1.4 Если работы ведутся в зоне действующих тепловых сетей, строительная организация не позднее чем за пять дней 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.

7.1.5 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.

7.1.6 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 Е–Н.

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

- соответствие привязок трассы в натуре;
- величину заглубления строительных конструкций и правильность направления уклонов каналов;
- качество применяемого сборного железобетона; марку бетона, применяемого для монолитных конструкций и заполнения стыков, соответствие проекту арматуры в железобетонных опорах и камерах;
- 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;
- сертификаты на применяемые электроды (выборочно), удостоверения сварщиков, результаты испытаний сварных стыков трубопроводов, качество всех сварных, стыков трубопроводов и опор путем наружного осмотра;
- 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 должен проводиться согласно требованиям СТО 70238424.27.060.001-2008 и СТО 70238424.27.060.002-2008;
- соответствие проекту и качество выполнения теплоизоляционных конструкций на трубопроводах, качество теплоизоляции сварных швов;
- направление уклонов дренажных труб, наличие выпусков из каналов и дренажей в водосток, соответствие проекту сооруженных дренажных насосных и дренажных емкостей;
- качество выполнения гидроизоляции днища, боковых поверхностей и перекрытий каналов и камер, заделки бетоном металлических конструкций камер; соответствие проекту марки мастики, применяемой для гидроизоляции;
- правильность предварительной растяжек П-образных и сильфонных компенсаторов, соответствие значения растяжки проектному; качество сальниковых компенсаторов, отсутствии перекоса при монтаже, наличие и значение монтажного зазора; соответствие проекту технических характеристик сильфонных компенсаторов, отсутствие повреждений гофрированного элемента;
- 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;
- качество очистки каналов и камер от строительного мусора и грязи;
- соответствие проекту и качество оборудования контрольно-измерительных пунктов для контроля за значением потенциалов блуждающих токов (в соответствии с СТО 70238424.27.060.001-2008 и СТО 70238424.27.060.002-2008;

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

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

7.1.9 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 методическими указаниями, приведенными в приложении АЕ.

Дезинфекцию трубопроводов тепловых сетей (для открытых систем теплоснабжения) следует производить согласно действующим санитарным нормам и правилам [16].

7.1.10 Приемка в эксплуатацию тепловых сетей, законченных строительством, осуществляется в соответствии с действующими строительными нормами и правилами [13].

7.1.11 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 действующих правил технической эксплуатации, а также должны быть обеспечены технической и приемосдаточной документацией в требуемом объеме в соответствии с действующими строительными нормами и правилами [13].

7.1.12 Приемка законченных строительством установок ЭХЗ от наружной коррозии трубопроводов тепловых сетей производится в соответствии с СТО 70238424.27.060.001-2008 и СТО 70238424.27.060.002-2008 и в соответствии с действующими строительными нормами и правилами [13]. Установки ЭХЗ тепловых сетей вводятся в эксплуатацию после завершения пусконаладочных работ и комплексного опробования в течение 72 ч.

7.1.13 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.

7.1.14 Заказчик (ОЭТС) предъявляет приемочной комиссии:

- проектную документацию на установки ЭХЗ;
- акты приемки выполненных строительно-монтажных работ (типовые формы в СТО 70238424.27.060.001-2008 и СТО 70238424.27.060.002-2008;
- приложение М настоящего стандарта;
- 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.

7.1.15 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.

7.1.16 Каждой принятой установке должен быть присвоен порядковый помор, заведен специальный паспорт, в который должны заноситься все данные приемочных испытаний. Форма паспорта приведена в СТО 70238424.27.060.001-2008 и СТО 70238424.27.060.002-2008;

7.1.17 Наружная поверхность трубопроводов и металлических конструкций тепловых сетей (балки, опоры, мачты, эстакады и др.) должна быть защищена стойкими антикоррозионными покрытиями.

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

7.1.19 Трубопроводы тепловых сетей, арматура, компенсаторы и фланцевые соединения должны быть покрыты тепловой изоляцией в соответствии с проектом.

Применение в тепловых сетях гидрофильной засыпной изоляции, а также набивной изоляции при прокладке трубопроводов в гильзах (футлярах) не допускается.

7.1.20 Ввод в эксплуатацию тепловых сетей при неработающем понижающем дренаже не допускается.

7.1.21 Проходные каналы, а также крупные узловые камеры, в которых установлено электрооборудование, должны иметь электроосвещение согласно правилам устройства электроустановок.

Приточно-вытяжная вентиляция проходных каналов должна быть в исправном состоянии.

7.1.22 Все соединения труб тепловых сетей должны быть сварными, за исключением мест применения фланцевой арматуры.

Использование для компенсаторов и арматуры хлопчатобумажных и пеньковых набивок не допускается.

7.1.23 При надземной прокладке тепловых сетей задвижки с электроприводами должны быть размещены в помещении или заключены в кожухи, защищающие арматуру и электропривод от атмосферных осадков и исключающие доступ посторонних лиц.

7.2 Правила испытаний трубопроводов тепловых сетей при приемке их в эксплуатацию

7.2.1 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:

- все элементы и детали трубопроводов; их гидравлическое испытание не является обязательным, если они подвергались 100 % контролю ультразвуком или иным равноценным методом неразрушающей дефектоскопии;
- блоки трубопроводов; их гидравлическое испытание не является обязательным, если все составляющие их элементы были подвергнуты испытанию, а все выполненные при их изготовлении и монтаже сварные соединения проверены методами неразрушающей дефектоскопии (ультразвуком или радиографией по всей протяженности);
- трубопроводы всех категорий со всеми элементами и их арматурой после окончания монтажа.

7.2.2 Допускается проведение гидравлического испытания отдельных и сборных элементов совместно с трубопроводом, если при изготовлении или монтаже невозможно провести их испытания отдельно от трубопровода согласно требованиям Ростехнадзора РФ [1].

7.2.3 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 в соответствии с действующими строительными нормами и правилами [6].

7.2.4 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.

7.2.5 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 согласно требованиям Ростехнадзора РФ [1].

7.2.6 Максимальное значение пробного давления устанавливается расчетом на прочность специализированными организациями при согласовании с Ростехнадзором России.

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

7.2.7 Гидравлические испытания следует производить 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 произнести тщательный осмотр трубопровода по всей длине.

7.2.8 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.

7.2.9 Для гидравлического испытания должна применяться вода с температурой в пределах от плюс 5°С и до плюс 40°С.

Гидравлическое испытание трубопроводов должно производиться при положительной температуре окружающего воздуха.

7.2.10 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 в соответствии с ГОСТ 8.326 и ГОСТ 8.513. Использование манометров с просроченными сроками поверки не допускается. Пружинные манометры должны иметь класс точности не ниже 1,5, диаметр корпуса не менее 160 мм и шкалу на номинальное давление около $^4/_3$ измеряемого.

7.2.11 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.

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

Испытания подразделяются на два основных вида:

- испытания на прочность и плотность(герметичность) металла;
- испытания на герметичность подвижных и неподвижных разъемов соединений (сальниковых устройств, запорных органов и др.).

Гидравлическое испытание арматуры производится пробным давлением в соответствии с ГОСТ 356.

7.2.13 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. 7.2.5).

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

8 Пуск тепловых сетей

8.1 Общие положения

8.1.1 На все трубопроводы, на которые распространяются требования Ростехнадзора РФ [1], предприятиями-владельцами трубопроводов на основании документации, представляемой монтажными организациями и заводами-изготовителями, должны быть составлены паспорта установленной формы (см. приложение П).

8.1.2 Трубопроводы III категории с условным проходом более 100 мм, а также трубопроводы IV категории с условным проходом более 100 мм, расположенные в пределах зданий тепловых электростанций и котельных, должны быть зарегистрированы до пуска в работу в органах Ростехнадзора России. Другие трубопроводы, на которые распространяются правила [1], подлежат регистрации на предприятии (организации), являющемся владельцем трубопроводов.

Порядок регистрации трубопроводов в органах Ростехнадзора России и необходимая техническая документация приведены в [1].

8.1.3 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 (ответственному лицу оперативного персонала) 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 (ответственным лицом оперативного персонала) источника тепловой энергии, а также между отдельными членами бригады.

8.1.4 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.

8.1.5 Перед пуском начальник пусковой бригады обязан лично проинструктировать весь персонал, участвующий в пуске, дать каждому члену пусковой бригады конкретные указания в соответствии с местом работы и возможными изменениями режима, а также указания по правилам безопасности при всех пусковых операциях.

8.1.6 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 (ответственному лицу оперативного персонала) 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.

8.1.7 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.

8.1.8 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.

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

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

8.2 Пуск водяной тепловой сети

8.2.1 Заполнение тепловой сети водой

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

8.2.1.2 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.

8.2.1.3 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.

8.2.1.4 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 величин, приведенных в таблице 1:

Таблица 1 – Зависимость максимального расхода воды при заполнении трубопроводов тепловой сети от условного диаметра

Условный диаметр, мм	Максимальный расход воды, $м^3/ч$
100	10
150	15
250	25
300	35
350	50
400	65
450	85
500	100
600	150
700	200
800	250
900	300
1000	350
1100	400
1200	500
1400	600

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

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

- 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;
- 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;

- по мере заполнения сети и прекращения вытеснения воздуха воздушники закрыть;
- 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;
- 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;
- после окончания заполнения трубопроводов необходимо в течение от 2 до 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.

8.2.1.6 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.

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

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

8.2.2 Установление циркуляционного режима

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

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

8.2.2.3 Установление циркуляционного режима в магистрали должно производиться в следующем порядке:

- 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);
- открыть задвижки на всасывающих патрубках сетевых насосов, задвижки на нагнетательных патрубках при этом остаются закрытыми;
- включить один сетевой насос;
- плавно открыть сначала байпас задвижки на нагнетательном патрубке сетевого насоса, а затем задвижку и установить циркуляцию;
- 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. 8.2.2.4;
- после установления циркуляционного режима регулятором подпитки установить в обратном коллекторе источника тепловой энергии расчетное давление согласно пьезометрическому графику при рабочем режиме.

8.2.2.4 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 настоящим стандартом норм, а значение давления в обратном трубопроводе пускаемой магистрали не превышало расчетного.

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

8.2.2.6 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.

8.2.2.7 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.

8.2.2.8 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;
- 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 приложения АЛ, а также заводскими инструкциями по эксплуатации конкретных автоматических регуляторов.

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

8.2.3 Особенности пуска водяной тепловой сети при отрицательных температурах наружного воздуха

8.2.3.1 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.

8.2.3.2 Заполнение трубопроводов должно производиться водой с температурой в пределах от 50 до 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.

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

- 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;
- 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;
- заполнение последующих секционированных участков и установление в них циркуляционного режима следует производить 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;

- 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;

- 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 создастся через систему теплопотребления (по согласованию и при участии потребителей);

- после заполнения всей сети и создания в ней циркуляции все задвижки на перемычках между подающим и обратным трубопроводами у секционирующих задвижек должны быть полностью закрыты.

8.2.3.4 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.

8.2.3.5 Заполнение трубопроводов водой и установление циркуляционного режима в тепловой сети при работающей водоподогревательной установке следует производить с соблюдением требований п. 8.2.3.3 в следующем порядке:

- 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;

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

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

8.2.3.6 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.

8.2.4 Проверка готовности и включение тепловых пунктов и систем теплопотребления

8.2.4.1 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.

8.2.4.2 Промывку систем теплопотребления (а при открытой системе теплоснабжения дезинфекцию и повторную промывку) следует производить по мере необходимости, но по 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 от трех до пяти раз, что достигается применением специального насоса.

По результатам промывки потребитель должен составить акт.

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

- 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;
- состояние камер и проходных каналов теплопроводов, находящихся в собственности потребителя;
- состояние помещения центрального теплового пункта и тепловых пунктов в отдельных зданиях, а также состояние трубопроводов, арматуры, тепловой изоляции, расположенных в тепловых пунктах;
- наличие и состояние контрольно-измерительной аппаратуры, средств авторегулирования и защиты, приборов контроля и учета тепловой энергии, наличие расходомеров;
- наличие и соответствие расчетным значениям размеров дроссельных устройств;
- наличие паспортов, местных инструкций и схем для обслуживающего персонала к соответствие их фактическому состоянию оборудования;
- состояние тепловой изоляции на разводящих трубопроводах системы теплопотребления;
- отсутствие в системах непредусмотренных водоразборных кранов;
- отсутствие прямых соединений оборудования тепловых пунктов потребителей с водопроводом и канализацией;
- гидравлическую плотность оборудования тепловых пунктов и систем теплопотребления.

8.2.4.4 До проведения пусковых работ оборудование тепловых пунктов и систем теплопотребления должно быть подвергнуто гидравлическому испытанию на прочность и плотность:

- 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.

8.2.4.5 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.

8.2.4.6 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.

8.2.4.7 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).

8.2.4.8 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 энергия.

Если результаты гидравлического испытания не отвечают указанным в п. 8.2.4.7 условиям, потребитель должен выявить и устранить утечки, после чего системы должны быть подвергнуты повторному гидравлическому испытанию на прочность и плотность.

8.2.4.9 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 качества воды, находящейся в системах теплопотребления, ведется путем химического анализа.

8.2.4.10 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 одни от другой по общей программе пуска; при определении количества одновременно заполняемых систем должны учитываться производительность водоподогревательной установки и подпиточного устройства источника тепловой энергии.

8.2.4.11 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.

8.2.4.12 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 Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.

8.2.4.13 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.

8.2.4.14 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.

8.2.4.15 На тепловых пунктах, которые должны быть оборудованы авторегуляторами, 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.

8.2.4.16 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.

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

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

8.2.4.19 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 который осуществлялась циркуляция воды в сети до включения

тепловых пунктов систем теплопотребления, должны быть плотно закрыты. Контрольные вентили между задвижками на перемычках должны быть открыты.

8.2.4.20 Порядок определения готовности систем централизованного теплоснабжения к прохождению отопительного сезона и методика определения основных показателей готовности этих систем к работе в предстоящем сезоне определяются [19] и [20].

8.3 Пуск паровой тепловой сети

8.3.1 Организация пуска

8.3.1.1 Пуск паровой тепловой сети состоит из следующих основных этапов:

- прогрев и продувка паропроводов;
- заполнение и промывка конденсатопроводов;
- подключение систем теплопотребления к паровой сети.

8.3.1.2 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 мостах 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.

8.3.1.3 Если часть пускаемого паропровода, отделенного задвижками, является собственностью потребителя, то пуск такого участка производится пусковой бригадой потребителя по разрешению начальника пусковой бригады ОЭТС, которому начальник пусковой бригады потребителя должен быть подчинен оперативно.

8.3.1.4 В соответствии с настоящим стандартом 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.

8.3.2 Прогрев и продувка паропроводов

8.3.2.1 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.

8.3.2.2 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.

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

8.3.2.4 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.

8.3.2.5 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.

8.3.2.6 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.

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

8.3.2.8 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.

8.3.2.9 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 появ-

ления сухого пара в нижней точке паропровода и последнем по ходу пара пусковом дренаже.

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

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

8.3.2.11 Ликвидацию дефектов по возможности следует производить без охлаждения паропровода, но при обязательном понижение 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.

8.3.2.12 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 проворить затяжку болтов фланцевых соединений.

8.3.2.13 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 чисти паропровода (и его ответвлений) задвижки путем полного открытия их на выход пара в атмосферу. Для снижения уровня шума могут применяться шумоглушители.

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

8.3.3 Заполнение и промывка конденсатопроводов

8.3.3.1 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.

8.3.3.2 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.

8.3.3.3 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.

8.3.4 Пуск систем теплопотребления паровой сети

8.3.4.1 Пуск систем теплопотребления паровой сети осуществляется в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок. 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. 8.3.2.

8.3.4.2 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.

8.3.4.3 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.

9 Эксплуатация тепловых сетей

9.1 Эксплуатация трубопроводов

9.1.1 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.

9.1.2 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 Р), а затем в журнал учета обхода и осмотра тепловых сетей.

9.1.3 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.

9.1.4 Перед выходом на трассу мастер тепловых сетей должен получить у дежурного инженера эксплуатационного 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.

9.1.5 При обходе тепловой сети и осмотре подземных камер бригада слесарей-обходчиков должна иметь набор необходимых инструментов (см. приложение Р), 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 С).

9.1.6 При выполнении работ внутри подземных сооружений и резервуаров следует руководствоваться требованиями СТО 70238424.27.010.006-2009.

9.1.7 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 СТО 70238424.27.010.006-2009.

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.

9.1.8 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.

9.1.9 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.

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

9.1.11 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.

9.1.12 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 ЗРА без тепловой изоляции или с поврежденной изоляцией не допускается.

9.1.13 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 П).

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

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

9.1.16 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 в соответствии с СТО 70238424.27.010.005-2009, а также [14] и [15].

9.1.17 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.

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

Повышенная утечка воды определяют 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 и нормальных условиях.

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

9.1.20 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.

9.1.21 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.

9.1.22 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 или техническим руководителем источника тепловой энергии (ТЭЦ, котельной).

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.

9.2 Техническое освидетельствование трубопроводов

9.2.1 Трубопроводы тепловых сетей должны проходить периодическое техническое освидетельствование согласно требованиям Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 № 116-ФЗ, требованиями Ростехнадзора РФ [1], а также приложения АЮ.

9.2.2 Трубопроводы, на которые распространяются правила [1], 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:

- наружный осмотр (в процессе работы) трубопроводов всех категорий – не реже одного раза в год;
- наружный осмотр и гидравлическое испытание трубопроводов, не подлежащих регистрации в органах Ростехнадзора 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.

9.2.3 Зарегистрированные в органах Ростехнадзора России трубопроводы тепловых сетей должны подвергаться:

- инспектором Ростехнадзора России наружному осмотру и гидравлическому испытанию перед пуском вновь смонтированного трубопровода;
- специалистом организации, имеющей разрешение (лицензию) органов Ростехнадзора 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.

9.2.4 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 использованном теплоизоляционных конструкций повышенной заводской готовности (с тепловой изоляцией из пенополиуретана и трубой-оболочкой из жесткого полиэтилена, с системой оперативного дистанционного контроля состояния изоляции и аналогичными изоляционными конструкциями на стыках труб, отводах и углах поворота 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 приложениями Б-Д и АИ. Осмотр рекомендуется проводить в последовательности, приведенной в типовой форме акта на осмотр теплопровода (приложение АА), с учетом указаний, приведенных в приложении АБ.

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.

9.2.5 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 [1], а также после установки и окончательного закрепления опор. При этом должны быть представлены документы, подтверждающие качество выполненных работ.

9.2.6 Гидравлическое испытание трубопроводов тепловых сетей при техническом освидетельствовании должно производиться в соответствии с требованиями, изложенными в пп. 7.2.1-7.2.11 настоящего стандарта, а значение пробного давления должно приниматься в соответствии с пп. 7.2.5, 7.2.6.

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

9.2.8 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. 9.2.2; 9.2.3).

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.

9.3 Эксплуатация арматуры, компенсаторов, средств измерения

9.3.1 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.

9.3.2 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.

9.3.3 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 уплотнительным поверхностям корпусов арматуры.

9.3.4 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».

9.3.5 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.

9.3.6 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.

В соответствии с СТО 70238424.27.010.006-2009, добивку сальников арматуры и компенсаторов допускается производить при избыточном давлении в трубопроводах не более 0,02 МПа (0,2 кгс/см^2) 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.

9.3.7 Наружная поверхность запорной арматуры должна быть чистой, а резьбовые части – смазаны графитовой смазкой.

9.3.8 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 превышающее 0,5 МПа (5,0 кгс/см^2).

9.3.9 Рабочая часть стакана сальникового компенсатора должна быть постоянно смазана графитовой смазкой. Периодичность смазки – не реже одного раза в месяц.

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

9.3.10 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.

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

9.3.12 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 Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии России, на каждом из них должно быть установлено клеймо или пломба.

9.3.13 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 манометров. имеющим с проверяемым манометром одинаковую шкалу и класс точности.

9.3.14 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».

9.3.15 Манометры не допускаются к применению в следующих случаях:

- на манометре отсутствует пломба или клеймо с отметкой о проведении поверки;
- истек срок поверки манометра;
- стрелка манометра при его отключении не возвращается к нулевой отметке шкалы на значение, превышающее половину допустимой погрешности для данного манометра;
- разбито стекло или имеются другие повреждения манометра, которые могут отразиться на правильности его показаний.

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

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

9.4 Эксплуатация насосных станций

9.4.1 Обслуживание насосных станций и планово-предупредительный ремонт оборудования насосных должен выполнять специально подготовленный персонал, хорошо знающий оборудование, схему, режим работы насосной, сдавший экзамены на знание действующих правил в соответствии с СТО 70238424.27.010.006-2009 и допущенный к самостоятельной работе.

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

При эксплуатации насосных станций тепловых сетей следует учитывать требования СТО 70238424.27.080.001-2009 и СТО 70238424.29.160.30.002-2009.

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

9.4.3 Ежегодно поред 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.

9.4.4 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.

9.4.5 На неавтоматизированных насосных станциях должно быть организовано круглосуточное дежурство.

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

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

9.4.8 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.

9.4.9 Очередность переключений насосов из резерва в работу определяется графиком, утвержденным техническим руководителем подразделения, в чьем ведении находится насосная станция.

9.4.10 При осмотре насосной установки перед запуском следует проверять:

- наличие 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.

9.4.11 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.

9.4.12 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.

9.4.13 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.

9.4.14 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 и ведомость, устанавливается главным инженером ОЭТС.

9.4.15 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.

9.4.16 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 возникший 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.

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

9.4.18 Объем оснащения средствами автоматизации, защиты, сигнализации, блокировок на насосной станции должен соответствовать требованиям действующих строительных норм и правил [4], СТО 70238424.27.010.003-2009.

9.4.19 Для всех подкачивающих насосных станций должна определяться необходимость их оснащения средствами защиты от гидравлических ударов с учетом требований приложения АП. При этом необходимо учитывать следующие требования:

- при аварийном отключении сетевых и подкачивающих насосов организация, эксплуатирующая тепловые сети, должна обеспечить давление сетевой воды в тепловых сетях и системах теплопотребления в пределах допустимых значений;
- при возможности аварийного изменения давлений сетевой воды с выходом за пределы допустимых значений должна быть предусмотрена защита оборудования источников тепловой энергии, тепловых сетей, систем теплопотребления от повышения давления и гидравлических ударов, а также обеспечено невскипание сетевой воды во всех точках системы теплоснабжения. При возможности вскипания сетевой воды самозапуск, аварийное включение резервных насосов не допускаются.

9.5 Эксплуатация баков-аккумуляторов горячей воды

9.5.1 Приемка баков-аккумуляторов горячей воды (БАГВ) в эксплуатацию после монтажа и ремонта осуществляется в установленном порядке в соответствии с действующими строительными нормами и правилами [10], [12], [13].

9.5.2 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.

9.5.3 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 действующих строительных норм и правил [10].

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

9.5.4 Эксплуатация БАГВ должна производиться в соответствии с требованиями к созданию и эксплуатации БАГВ на ТЭС и котельных: СТО 70238424.27.100.039-2009, СТО 70238424.27.100.003-2008.

9.5.5 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.

9.5.6 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.

9.5.7 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.

9.5.8 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.

9.5.9 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.

9.5.10 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.

9.5.11 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.

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

9.5.13 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 по-

падание 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.

9.5.14 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,

9.5.15 При размещении БАГВ вне территории источников тепловой энергии помимо выполнения требований, приведенных в пп. 9.5.13, 9.5.14, 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.

9.5.16 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.

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

9.5.18 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.

9.5.19 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 СТО 70238424.27.100.039-2009, СТО 70238424.27.100.003-2008.

9.5.20 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.

9.5.21 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.

9.5.22 Пригодность БАГВ к дальнейшей эксплуатации должна оцениваться следующим образом:

- предельно допустимый коррозионнный 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;
- 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;
- 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;
- высота хлопунов днища нового БАГВ не должна превышать 150 мм при площади их не более 2 м^2. Для БАГВ, находящихся в эксплуатации более 15 лет, допустимая высота хлопунов может составлять 200 мм при площади 3 м^2, а при большей высоте хлопунов дефектное место подлежит исправлению.

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

9.5.23 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.

9.5.24 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.

9.5.25 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.

9.5.26 Опорожнение баков-аккумуляторов можно производить только до минимально предельного уровня, устанавливаемого из соображения недопущения вскипания воды на всасе насосов разрядки (срыв работы насоса).

9.5.27 На каждый находящийся в эксплуатации БАГВ должен быть составлен паспорт (приложение Э) 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.

9.5.28 Эксплуатация БАГВ без антикоррозионной защиты внутренней поверхности не допускается.

Антикоррозионную защиту внутренней поверхности БАГВ следует выполнять в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.100.039-2009, СТО 70238424.27.100.003-2008.

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

9.5.29 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 ОЭТС, ответственному лицу оперативного персонала 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.

9.6 Эксплуатация средств защиты тепловых сетей от электрохимической коррозии

9.6.1 Общие положения

9.6.1.1 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.

9.6.1.2 Работы по защите тепловых сетей от коррозии, контроль коррозионного состояния, эксплуатация средств защиты от наружной коррозии должны выполняться в соответствии с ГОСТ 9.402, ГОСТ 9.602 и указаниями СТО 70238424.27.060.001-2008 и СТО 70238424.27.060.002-2008.

9.6.2 Определение опасности наружной коррозии тепловых сетей

9.6.2.1 Для определения опасности наружной коррозии трубопроводов тепловых сетей должны систематически проводиться осмотры трубопроводов подземных тепловых сетей 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;
- оценки интенсивности коррозионных разрушений трубопроводов тепловых сетей на участках, где зафиксированы признаки опасности наружной коррозии трубопроводов;
- 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.

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

9.6.2.3 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.

9.6.2.4 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.

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

9.6.2.6 Контроль коррозионного состояния 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.

9.6.2.7 Методики контроля коррозионного состояния и обработки результатов приведены в СТО 70238424.27.060.002-2008.

9.6.2.8 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.

9.6.3 Эксплуатация средств электрохимической зашиты трубопроводов тепловых сетей

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

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

9.6.3.2 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.

9.6.3.3 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.

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

9.6.3.5 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).

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

9.6.3.7 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.

9.6.3.8 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.

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

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

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

9.6.3.12 Контроль коррозионного состояния, проводимый при проверке эффективности действия защитных установок и при их профилактическом техническом обслуживании, должны выполняться согласно указаниям СТО 70238424.27.060.002-2008.

9.7 Меры предупреждения и контроля интенсивности внутренней коррозии трубопроводов

9.7.1 Для предупреждения внутренней коррозии трубопроводов и оборудования СЦТ подпитка тепловых сетей должна производиться деаэрированной водой. Качество воды для подпитки тепловой сети должно удовлетворять требованиям СТО 70238424.27.100.013-2009, СТО 70238424.27.100.028-2009 и СТО 70238424.27.100.027-2009.

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

В сетевой воде содержание растворенного кислорода 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 содержания 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.

9.7.2 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.

9.7.3 Для контроля за внутренней коррозией водяных тепловых сетей и конденсатопроводов должен применяться метод оценки интенсивности процесса внутренней коррозии с помощью индикаторов коррозии (см. приложение Т), при котором на подающем и обратном трубопроводах водяных тепловых сетей и конденсатопроводах в характерных точках (см. п. 9.7.1) должны устанавливаться индикаторы коррозии.

9.7.4 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.

9.8 Эксплуатационные испытания тепловых сетей

9.8.1 Общие положения

9.8.1.1 Все тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

- гидравлическим испытаниям на прочность и плотность трубопроводов, их элементов и арматуры;
- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя (температурным испытаниям);
- испытаниям на тепловые потери;
- испытаниям на гидравлические потери;
- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

9.8.1.2 Все виды испытаний должны проводиться раздельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

9.8.1.3 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.

9.8.1.4 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, аккредитации, персонал этих организаций должен отвечать требованиям настоящего стандарта и других нормативных документов.

9.8.1.5 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 техническому руководителю источника тепловой энергии не позднее, чем за 10 дней до начала испытаний.

9.8.1.6 На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером ОЭТС

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

9.8.1.7 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.

9.8.1.8 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.

9.8.2 Общие требования по проведению гидравлических испытаний на прочность и плотность

9.8.2.1 Гидравлические испытания на прочность и плотность вновь построенных тепловых сетей проводится до ввода их в эксплуатацию в соответствии с требованиями Ростехнадзора РФ [1] и требованиями пп. 7.2.1-7.2.13 настоящего стандарта.

9.8.2.2 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.

9.8.2.3 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 [1].

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с [1] 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.

9.8.2.4 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.

9.8.2.5 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.

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

9.8.3 Общие требования по проведению тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя

9.8.3.1 Испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя проводятся для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети.

9.8.3.2 Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя (далее – температурные испытания) определяется руководителем ОЭТС. Методика проведения испытаний приведена в приложении АК.

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.

9.8.3.3 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.

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.

9.8.3.4 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.

9.8.3.5 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.

9.8.3.6 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.

9.8.4 Общие требования по проведению испытаний по определению тепловых потерь в тепловых сетях и испытаний по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях

9.8.4.1 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 ОЭТС.

9.8.4.2 Результаты испытаний по определению тепловых потерь в тепловых сетях используются для нормирования эксплуатационных потерь тепловой энергии, учитываемых:

- при установлении экономически обоснованной платы за оказание услуг при передаче тепловой энергии;
- при разработке нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии и нормативных энергетических характеристик тепловых сетей в соответствии с [15];
- при установлении в договорах теплоснабжения показателей качества тепловой энергии на границах ответственности с потребителями тепловой энергии с учетом снижения температуры теплоносителя;
- при коммерческом учете тепловой энергии;
- при анализе эффективности процессов передачи тепловой энергии, в том числе при проведении периодических энергетических обследований;
- при анализе технического состояния теплоизоляционных конструкций теплопроводов.

9.8.4.3 Испытания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях проводятся по методике, приведенной в приложении Б-Г. Испытания по определению тепловых потерь в паровых тепловых сетях проводятся по методике, приведенной в приложении Б-А.

9.8.4.4 Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться не реже одного раза 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 по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях устанавливается техническим руководителем ОЭТС. Методика проведения испытаний по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях приведена в приложении АН. При достаточной степени

оснащенности тепловых сетей средствами телеизмерений допускается использовать приложение АМ.

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

9.8.5 Требования по выявлению скрытых дефектов трубопроводов методом опрессовки

9.8.5.1 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.

9.8.5.2 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.

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

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

9.8.5.5 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 спрессовываться одновременно с трубопроводами, принадлежащими ОЭТС. В этом случае контроль трубопроводов, принадлежащих потребителям, и обеспечение безопасности при проведении опрессовки должны обеспечиваться потребителями.

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

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

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

9.8.5.9 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 [1] с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

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

9.8.5.11 Опрессовка подающего и обратного трубопроводов проводится раздельно.

9.8.5.12 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.

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

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

9.8.5.15 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).

9.8.5.16 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 хода 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.

9.8.5.17 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.

9.8.5.18 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.

9.8.5.19 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.

9.8.5.20 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.

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

9.8.5.22 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.

9.8.5.23 При необходимости определения фактических гидравлических характеристик насосов и сетевых подогревателей методом их испытания следует руководствоваться методиками по проведению испытаний насосов и подогревателей, приведенных в СТО 70238424.27.080.001-2009, СТО 70238424.27.100.019–2008.

9.9 Организация и ведение режима работы системы централизованного теплоснабжения. Оперативно – диспетчерское управление

9.9.1 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;
- осуществляет координацию разработки мероприятий по защите оборудования источников тепловой энергии, тепловых сетей и систем теплопотребления от аварийного изменения (повышения или понижения) давления сетевой воды при нестационарных гидравлических режимах и от гидравлических ударов;
- руководит ликвидацией и локализацией технологических нарушений (аварий) в тепловой сети, оперативно управляя действиями диспетчера источника тепловой энергии;
- контролирует соблюдение договорных режимов теплопотребления потребителей.

9.9.2 Режим работы теплофикационной установки источника тепловой энергии (давление в подающих и обратных трубопроводах и температура в подающих трубопроводах) должен быть организован в соответствии с заданием диспетчера тепловой сети.

Температура сетевой воды в подающих трубопроводах в соответствии с утвержденным для системы теплоснабжения температурным графиком должна быть задана по усредненной температуре наружного воздуха за промежуток времени в пределах 12 – 24 ч, определяемый диспетчером тепловой сети в зависимости от длины сетей, климатических условий и других факторов.

Отклонения от заданного режима за головными задвижками электростанции (котельной) должны быть не более:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть, ±3 %;
- по давлению в подающих трубопроводах ±5 %;
- по давлению в обратных трубопроводах ±0,2 кгс/см^2 (±20 кПа).

Температура сетевой воды в обратных трубопроводах, расход сетевой воды в подающих трубопроводах, разность расходов в подающем и обратном трубопроводах обеспечиваются режимами работы тепловой сети и систем теплопотребления и контролируются диспетчером тепловой сети. Среднесуточная температура сетевой воды в обратных трубопроводах не может превышать заданную графиком

более чем на 3 %. Понижение температуры сетевой воды в обратных трубопроводах по сравнению с графиком не лимитируется.

Максимальные среднечасовые расходы сетевой воды в подающих трубопроводах и разность расходов сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах не должны превышать установленных в договорах теплоснабжения значений. При превышении максимальных среднечасовых расходов сетевой воды в подающих трубопроводах, разности расходов в подающих и обратных трубопроводах, температуры сетевой воды в обратных трубопроводах диспетчер тепловой сети должен принять меры к восстановлению установленных значений.

Отклонения давления и температуры пара на коллекторах электростанции (котельной) должны быть не более ±5 % заданных параметров.

9.9.3 Регулирование температуры воды, на выводах тепловой сети источника тепловой энергии, а также на станциях подмешивания, расположенных в тепловой сети, должно быть равномерным со скоростью, не превышающей 30°С в час.

9.9.4 ОЭТС координирует действия организаций, эксплуатирующих источники тепловой энергии, смежные тепловые сети, системы теплопотребления в части обеспечения защиты оборудования всех элементов единой СЦТ по предотвращению аварийных последствий в случае возникновения аварийных нестационарных гидравлических режимов и гидравлических ударов.

На источниках тепловой энергии: должны быть предусмотрены подпиточно-сбросные устройства, поддерживающие заданное давление на всасывающей стороне сетевых насосов при рабочем режиме тепловых сетей и останове сетевых насосов. Должна быть предусмотрена защита обратных трубопроводов от внезапного повышения давления. При возможности аварийного снижения давления сетевой воды в теплофикационной установке, подающих трубопроводах тепловой сети и системах теплопотребления должна быть предусмотрена защита от вскипания сетевой воды во всех точках системы теплоснабжения. При невозможности обеспечения условий невскипания сетевой воды самозапуск и аварийное включение резервных сетевых или подпиточных насосов не допускается.

В тепловых сетях: при аварийном отключении сетевых и подкачивающих насосов организация, эксплуатирующая тепловые сети, должна обеспечить давление сетевой воды в тепловых сетях и системах теплопотребления в пределах допустимых значений.

При возможности аварийного изменения давлений сетевой воды с выходом за пределы допустимых значений должна быть предусмотрена защита оборудования источников тепловой энергии, тепловых сетей, систем теплопотребления от повышения давления и гидравлических ударов, а также обеспечено невскипание сетевой воды во всех точках системы теплоснабжения. При возможности вскипания сетевой воды самозапуск, аварийное включение резервных насосов не допускаются.

В системах теплопотребления: автоматизация центральных и индивидуальных тепловых пунктов закрытых и открытых систем теплоснабжения должна обеспечивать защиту систем теплопотребления от повышения давления или температуры воды в них, при возможности превышения допустимых параметров.

9.9.5 При эксплуатации тепловых сетей должна быть обеспечена подача потребителям теплоносителя (воды и пара) установленных договорами теплоснабжения параметров:

- температура сетевой воды в подающих трубопроводах в соответствии с заданным графиком;
- давление сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах;
- температура и давление пара.

При исчерпании фактической мощности источников тепла и пропускной способности магистралей тепловых сетей присоединение новых потребителей не допускается.

9.9.6 Организация, эксплуатирующая тепловые сети, должна организовать постоянный контроль качества сетевой воды в обратных трубопроводах в соответствии с СТО 70238424.27.100.013-2009, СТО 70238424.27.100.028-2009, СТО 70238424.27.100.027-2009 и выявлять абонентов, ухудшающих качество сетевой воды.

9.9.7 Для водяных систем теплоснабжения в основу режима отпуска тепла должен быть положен график центрального качественного регулирования. Допускается применение качественно-количественного и количественного графиков регулирования отпуска тепла при необходимом уровне оснащения источников тепловой энергии, тепловых сетей и систем теплопотребления средствами автоматического регулирования, разработке соответствующих гидравлических режимов.

При наличии нагрузки горячего водоснабжения минимальная температура воды в подающем трубопроводе сети должна быть:

- для закрытых схем не ниже 70°С;
- для открытых схем горячего водоснабжения не ниже 60°С.

9.9.8 Гидравлические режимы водяных тепловых сетей должны разрабатываться ежегодно для отопительного и летнего периодов; для открытых систем теплоснабжения в отопительный период режимы должны разрабатываться при максимальном водоразборе из подающего и обратного трубопроводов и при отсутствии водоразбора.

Мероприятия по регулированию расхода воды у потребителей должны быть составлены для каждого отопительного сезона.

Очередность сооружения новых магистралей и насосных станций, предусмотренных схемой теплоснабжения, должна определяться с учетом реального роста присоединяемой тепловой нагрузки, для чего в организации, эксплуатирующей тепловую сеть, должны быть разработаны гидравлические режимы системы теплоснабжения на ближайшие 3 – 5 лет.

В тепловых сетях должны быть предусмотрены мероприятия для обеспечения теплоснабжения потребителей при выходе из строя насосных станций и отдельных участков основных магистралей.

9.9.9 Давление воды в любой точке подающей линии водяных тепловых сетей, в трубопроводах и оборудовании источника тепловой энергии, тепловых сетей и тепловых пунктов и в верхних точках непосредственно присоединенных систем теплопотребления при работе сетевых насосов должно обеспечивать с запа-

сом не менее 0,5 кгс/см^2 (50 кПа) невскипание воды при ее максимальной температуре.

Давление воды в обратной линии водяных тепловых сетей при работе сетевых насосов должно быть в любой точке не ниже 0,5 кгс/см^2 (50 кПа). Давление воды в обратной линии должно быть не выше допустимого для трубопроводов и оборудования источника тепловой энергии, тепловых сетей и тепловых пунктов и для непосредственно присоединенных систем теплопотребления.

9.9.10 Статическое давление в системах теплоснабжения должно быть таким, чтобы обеспечивать заполнение водой трубопроводов тепловой сети, а также всех непосредственно присоединенных систем теплопотребления. Статическое давление должно быть не выше допустимого для трубопроводов и оборудования источника тепла, тепловых сетей и тепловых пунктов и непосредственно присоединенных систем теплопотребления.

Статическое давление должно быть определено условно для температуры воды от 1 до 100°С.

9.9.11 Технологические защиты должны быть включены в эксплуатацию постоянно. Отключение устройств технологической защиты во время работы тепловых сетей производится с разрешения технического руководителя организации, эксплуатирующей тепловые сети, с оформлением в оперативной документации.

Устройства технологической защиты могут быть выведены из работы в следующих случаях:

- при работе сетей в переходных режимах;
- при очевидной неисправности защиты;
- во время устранения аварий;
- в период ремонта оборудования.

Работоспособность устройств технологической защиты должна периодически проверяться в сроки и в объеме, указанных в местной инструкции.

9.9.12 Секционирующие задвижки и запорная арматура в нормальном режиме должны быть в полностью открытом или полностью закрытом положении; регулировать ими расход теплоносителя не допускается.

9.9.13 На каждом объекте системы теплоснабжения (электростанции, котельной, в тепловой сети, насосных станциях с постоянным обслуживающим персоналом) должно быть организовано круглосуточное оперативно-диспетчерское управление.

Задачами оперативно-диспетчерского управления являются:

- планирование и ведение режимов работы источников тепловой энергии и тепловых сетей, обеспечивающих теплоснабжение потребителей;
- планирование и подготовка ремонтных работ;
- обеспечение надежности функционирования системы теплоснабжения;
- выполнение требований к качеству тепловой энергии и теплоносителей;
- предотвращение и ликвидация технологических нарушений при производстве, передаче и распределении тепловой энергии;
- подготовка к производству ремонтных работ.

9.9.14 Для каждого уровня оперативно-диспетчерского управления тепловыми сетями должны быть установлены две категории управления оборудованием и сооружениями – оперативное управление и оперативное ведение.

9.9.15 В оперативном управлении диспетчера тепловыми сетями должны находиться оборудование, теплопроводы, устройства защиты, аппаратура систем противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, операции, с которыми оперативно-диспетчерский персонал данного уровня выполняет непосредственно или если эти операции требуют координации действий подчиненного оперативно-диспетчерского персонала и согласованных изменений на нескольких объектах.

Операции с указанным оборудованием и устройствами должны производиться оперативно-диспетчерским персоналом непосредственно или под руководством диспетчера, в оперативном управлении которого находятся данное оборудование и устройства.

9.9.16 В оперативном ведении диспетчера тепловых сетей должны находиться оборудование, теплопроводы, устройства защиты, аппаратура систем противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, состояние и режим которых влияют на располагаемую мощность и резерв источников тепловой энергии и системы теплоснабжения населенного пункта в целом, режим и надежность сетей, а также настройку противоаварийной автоматики.

Операции с указанным оборудованием и устройствами должны производиться с разрешения диспетчера.

9.9.17 Между диспетчером ОЭТС, дежурными инженерами эксплуатационных районов, начальниками смен источников тепловой энергии, дежурными по неавтоматизированным насосно-подкачивающим станциям на тепловой сети, а также диспетчером диспетчерского центра субъекта оперативно – диспетчерского управления должна быть прямая телефонная или другая связь.

9.9.18 Все оборудование и устройства электростанций, котельных и тепловых сетей должны быть распределены по уровням оперативно-диспетчерского управления и утверждены соответственно техническим руководителем.

9.9.19 Оперативно-диспетчерское управление должно осуществляться с диспетчерских пунктов и щитов управления, оборудованных средствами диспетчерского и технологического управления и системами контроля, укомплектованных оперативными схемами и оперативно-диспетчерской документацией по списку, утвержденному техническим руководителем.

9.9.20 На каждом источнике тепловой энергии, в каждой организации, эксплуатирующей тепловые сети, в органах оперативно-диспетчерского управления тепловыми сетями, с учетом их специфики и структурных особенностей должны быть разработаны инструкции по оперативно-диспетчерскому управлению, производству переключений и ликвидации аварийных режимов.

Ведение оперативных переговоров и записей в оперативно-технической документации должно производиться в соответствии с типовыми инструкциями, указаниями и распоряжениями с применением единой общепринятой терминологии.

9.9.21 График тепловой нагрузки для каждой ТЭЦ и других теплоисточников должен быть составлен диспетчерской службой тепловой сети и утвержден главным диспетчером (начальником диспетчерской службы) тепловой сети.

9.9.22 Графики ремонтов должны быть согласованы с органами оперативно-диспетчерского управления и утверждены в установленном порядке.

Изменение годовых графиков капитальных и средних ремонтов допускается в исключительных случаях по согласованию с органами оперативно-диспетчерского управления с утверждением изменений в установленном порядке.

9.9.23 Годовые графики ремонта оборудования тепловых сетей и теплоисточников должны быть утверждены главным диспетчером (техническим руководителем) оперативно-диспетчерского управления энергосистемы, если планируемые ремонты влияют на электроэнергетический режим работы энергосистемы, ОЭТС или энергообъекта в зависимости от уровня оперативного подчинения.

Теплофикационное оборудование должно ремонтироваться в соответствии с графиком, согласованным с организациями, эксплуатирующими тепловые сети.

Ремонт тепловых сетей должен производиться в соответствии с утвержденным графиком (планом) на основе результатов анализа выявленных дефектов, повреждений, периодических осмотров, испытаний, диагностики и ежегодных опрессовок.

График ремонтных работ должен быть составлен исходя из условия одновременного ремонта трубопроводов тепловой сети и тепловых пунктов.

Графики ремонта тепловых сетей, отключение которых приводит к ограничению горячего водоснабжения в межотопительный период, должны быть согласованы с местными органами управления.

9.9.24 Органы оперативно-диспетчерского управления периодически, а также при вводе новых генерирующих мощностей и сетевых объектов должны производить:

- расчеты технико-экономических характеристик источников тепловой энергии и тепловых сетей для оптимального ведения режима;
- уточнение, при необходимости, инструкций для оперативного персонала по ведению режима и использованию средств противоаварийной и режимной автоматики;
- определение потребности в установке новых устройств противоаварийной и режимной автоматики.

9.9.25 Управление режимами работы тепловых сетей должно осуществляться в соответствии с заданным диспетчерским графиком.

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.

9.9.26 О вынужденных отклонениях от графика оперативный персонал теплоисточника должен немедленно сообщать диспетчеру тепловой сети, дежурному

диспетчеру диспетчерского центра субъекта оперативно – диспетчерского управления

9.9.27 При возникновении необходимости предотвращения нарушения нормального режима еЭС по команде (распоряжению) диспетчера диспетчерского центра субъекта оперативно – диспетчерского управления производится кратковременное (не более чем на 3 ч) изменение графика температуры сетевой воды . Понижение температуры сетевой воды допускается не более, чем на 10°С по сравнению с ее значением в утвержденном графике. При наличии среди потребителей промышленных предприятий с технологической нагрузкой или тепличных хозяйств значение понижения температуры должно быть согласовано с ними. Не допускается понижать температуру ниже минимальной, принятой для сетевой воды.

9.9.28 Регулирование параметров тепловых сетей должно обеспечивать поддержание заданного давления и температуры теплоносителя в контрольных пунктах.

Допускается отклонение температуры теплоносителя от заданных значений при кратковременном (не более 3 ч) изменении утвержденного графика, если иное не предусмотрено договорными отношениями между поставщиком и потребителями тепла.

9.9.29 Регулирование в тепловых сетях должно осуществляться автоматически или вручную путем воздействия на:

- работу источников и потребителей тепла;
- гидравлический режим тепловых сетей, в том числе изменением перетоков и режимов работы насосных станций и теплоприемников;
- режим подпитки путем поддержания постоянной готовности водоподготовительных установок теплоисточников к покрытию изменяющихся расходов подпиточной воды.

9.9.30 Оборудование тепловых сетей СЦТ, принятых в эксплуатацию, должно находиться в одном из четырех оперативных состояний:

- работе;
- резерве;
- ремонте;
- консервации.

Теплофикационное оборудование источника тепловой энергии и оборудование тепловой сети устройств защиты и автоматики, устройств ТАИ, КИПиА, а также оперативно-информационных комплексов средств оперативно-диспетчерского и технологического управления (СДТУ) не может быть выведено из работы и резерва в ремонт и для испытания без разрешения диспетчерской службы ОЭТС, а оборудования, обеспечивающего связь с диспетчером диспетчерского центра субъекта оперативно – диспетчерского управления – без разрешения последнего, кроме случаев, явно угрожающих безопасности людей и сохранности оборудования.

Вывод из работы и резерва теплофикационного оборудования источника тепловой энергии или оборудования тепловой сети должен оформляться заявкой (см. приложение Д), подписанной соответственно главным инженером (техниче-

ским руководителем) источника тепловой энергии или начальником эксплуатационного района. О произведенных аварийных переключениях диспетчер ОЭТС должен быть немедленно извещен.

Сроки подачи заявок и сообщений об их разрешении должны быть установлены соответствующим органом оперативно-диспетчерского управления тепловых сетей.

9.9.31 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 (техническому руководителю) 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, находящиеся в оперативном ведении субъектов оперативно-диспетчерского управления за подписью главного инженера ОЭТС или начальника диспетчерской службы ОЭТС.

9.9.32 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.

9.9.33 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 порядком, зафиксированном в договоре теплоснабжения.

9.9.34 Испытания тепловых сетей, оборудования источников тепловой энергии, в результате которых может существенно измениться режим системы теплоснабжения, а также энергосистемы (если изменение режима системы теплоснабжения влияет на режим выработки электроэнергии теплофикационными источниками, входящими в эту СЦТ), должны быть проведены по рабочей программе, утвержденной диспетчером ОЭТС и согласованной главным диспетчером энергосистемы по оперативной подчиненности.

Рабочие программы других испытаний оборудования энергообъектов должны быть утверждены техническим руководителем энергообъекта.

Рабочая программа должна быть представлена на утверждение и согласование не позднее чем за 7 дней до начала испытаний.

9.9.35 Заявки делятся на плановые, соответствующие утвержденному плану ремонта и отключений, и срочные для проведения непланового и неотложного ремонта. Срочные заявки разрешается подавать в любое время суток непосредственно диспетчеру, в управлении или ведении которого находится отключаемое оборудование.

Разрешение на более длительный срок должно быть дано техническим руководителем ОЭТС.

9.9.36 При необходимости немедленного отключения оборудования, оно должно быть отключено оперативным персоналом энергообъекта, где установлено отключаемое оборудование, в соответствии с требованиями производственных инструкций с предварительным, если это возможно, последующим уведомлением вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала тепловых сетей.

После останова оборудования оформляется срочная заявка с указанием причин и ориентировочного срока ремонта.

9.9.37 Оборудование считается введенным в работу из ремонта после уведомления эксплуатирующей организацией о завершении ремонтных работ, включения его в работу и закрытия оперативной заявки.

9.9.38 Основными задачами оперативно-диспетчерского управления при ликвидации технологических нарушений являются:

- предотвращение развития нарушений, исключение травмирования персонала и повреждения оборудования, не затронутого технологическим нарушением;
- быстрое восстановление теплоснабжения потребителей и нормальных параметров отпускаемой потребителям тепловой энергии;
- создание наиболее надежной послеаварийной схемы;
- быстрое восстановление режима работы субъектов рынка тепловой энергии (мощности);
- выяснение состояния отключившегося и отключенного оборудования и при возможности включение его в работу и восстановление схемы сети.

9.9.39 На каждом диспетчерском пункте ОЭТС, щите управления энергообъекта должна быть местная инструкция по предотвращению и ликвидации технологических нарушений, которая составляется в соответствии с инструкцией вышестоящего органа оперативно-диспетчерского управления, и планы ликвидации технологических нарушений в тепловых сетях, электростанциях и котельных.

Планы ликвидации технологических нарушений в тепловых сетях городов и крупных населенных пунктов должны быть согласованы в установленном порядке.

9.9.40 Схемы трубопроводов тепловых сетей электростанций и котельных должны обеспечивать:

- надежное резервирование основного оборудования;
- минимальные гидравлические потери;
- отключение аварийных участков преимущественно посредством приводов с дистанционным управлением;
- локализацию аварий с минимальными потерями генерирующей мощности и отключение минимальной мощности потребителей.

9.9.41 Схемы сетевых станционных трубопроводов должны обеспечивать возможность локализации отдельных участков и предотвращение затопления помещений и оборудования электростанций и котельных в случае повреждения трубопроводов.

9.9.42 Схемы трубопроводов тепловых сетей должны обеспечивать надежное теплоснабжение потребителей, поддержание заданных параметров в тепловой сети, экономное расходование электроэнергии на транспортировку сетевой воды, а также локализацию и ликвидацию аварий с минимальным отключением потребителей.

9.10 Контроль использования энергии и энергоносителей

9.10.1 ОЭТС должна обеспечить:

- учет расхода теплоносителя и тепловой энергии;
- нормирование, контроль и анализ удельных расходов сетевой воды и электрической энергии, потерь тепловой энергии и теплоносителей;
- анализ технико-экономических показателей для оценки состояния тепловых сетей и режимов их работы;
- анализ эффективности проводимых организационно-технических мероприятий по энергосбережению;
- экономическое стимулирование персонала за экономию теплоносителя и тепловой энергии;
- ведение установленной статистической отчетности.

9.10.2 Энергетические характеристики тепловых сетей должны составляться по следующим показателям:

- потери сетевой воды;
- тепловые потери;
- удельный среднечасовой расход сетевой воды на единицу расчетной присоединенной тепловой нагрузки потребителей;
- разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах (или температура сетевой воды в обратных трубопроводах);
- удельный расход электроэнергии на транспорт и распределение тепловой энергии.

Разработка, пересмотр, согласование и утверждение энергетических характеристик тепловых сетей должны осуществляться в соответствии с [15], действующими методическими указаниями (приложения АР,АС,АТ,АУ), а также с использованием рекомендаций, приведенных в приложениях АХ, АЦ, АШ.

Потери тепловой энергии, теплоносителей, затраты электрической энергии при транспорте и распределении тепловой энергии не должны превышать значений по нормативным энергетическим характеристикам тепловых сетей.

9.10.3 Для обеспечения эффективного использования и контроля расхода электроэнергии, тепловой энергии и теплоносителей в ОЭТС должна быть осуществлена установка приборов внутрипроизводственного учета и контроля расхода, определяемых техническим руководителем организации.

9.10.4 Нормирование расхода электрической энергии и теплоносителя, их фактические удельные расходы и эффективность мероприятий по энергосбереже-

нию должны соответствовать нормативным документам по нормированию и энергосбережению. ОЭТС должны обеспечить составление нормативных и режимных показателей тепловой сети, которые должны быть доведены до эксплуатационного персонала в форме режимных карт, таблиц, графиков или должны быть приведены в эксплуатационных инструкциях.

9.10.5 В тепловых сетях в целях улучшения конечного результата работы должны проводиться:

- соблюдение требуемой точности измерений расходов энергоносителей и технологических параметров;
- учет (сменный, суточный, месячный, годовой) по установленным формам показателей работы оборудования, основанный на показаниях КИП и информационно-измерительных систем;
- анализ технико-экономических показателей для оценки состояния оборудования, режимов его работы, резервов экономии энергетических ресурсов, эффективности проводимых организационно-технических мероприятий;
- рассмотрение (не реже 1 раза в месяц) с персоналом результатов работы смены, цеха, структурной единицы энергосистемы в целях определения причин отклонения фактических значений параметров и показателей от определенных по энергетическим характеристикам, выявления недостатков в работе и их устранения, ознакомления с опытом работы лучших смен и отдельных работников;
- разработка и выполнение мероприятий по повышению надежности и экономичности работы оборудования, снижению нерациональных расходов и потерь энергетических ресурсов.

9.10.6 Все тепловые сети подлежат энергетическому надзору со стороны специально уполномоченных органов, осуществляющих контроль эффективности использования топливно-энергетических ресурсов.

9.10.7 Организации, эксплуатирующие тепловые сети, должны подвергаться энергетическим обследованиям в соответствии с действующим законодательством об энергосбережении. Энергетические обследования организаций, эксплуатирующих тепловые сети, должны проводиться уполномоченными органами государственного контроля и надзора, а также организациями, аккредитованными в установленном порядке (приложения Б-Б и Б-В).

9.11 Эксплуатация устройств автоматизации и средств измерений в тепловых сетях ОЭТС

9.11.1 Требования к проектированию, строительству, монтажу, наладке и испытаниям средств автоматизации содержатся в действующих нормативно-технических документах. В их число входят [4], СТО 70238424.27.010.003-2009, СТО 70238424.27.100.011-2008. Указанные требования, касающиеся гидравлических автоматических систем регулирования, приведены также в приложениях АЖ и АЛ.

9.11.2 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 действующими строительными нор-

мами и правилами [4], техническими условиями, действующими инструкциями и другими нормативно-техническими документами по монтажу и наладке.

9.11.3 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).

9.11.4 В состав приемочной комиссии включаются представители:

- персонала, обслуживающего средства автоматизации (СИНИ ОЭТС);
- персонала, обслуживающего автоматизированное технологическое оборудование (подкачивающие насосные станции, центральные тепловые пункты и др.);
- монтажной или наладочной организации, предъявляющей к приемке в эксплуатацию приборы и средства автоматизации;
- проектной организации;
- организации, выполняющей режимную наладку (специализированной наладочной организации).

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

- 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;
- 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;
- 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 АВ);
- 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 АГ).

9.11.6 Режимная наладка гидравлической автоматической системы регулирования (ГАСР) должна производиться в соответствии с приложением АЖ.

9.11.7 Режимную наладку электронных автоматических систем регулирования рекомендуется проводить в соответствии с СТО 70238424.27.100.038-2009.

9.11.8 Режимная наладка гидравлических средств автоматизации должна завершаться испытаниями ГАСР в соответствии с требованиями, изложенными в приложении АЛ.

9.11.9 Режимная наладка электронных средств автоматизации завершается испытаниями автоматической системы регулирования (АСР), которые могут быть проведены в соответствии с указаниями, изложенными в СТО 70238424.27.100.038-2009.

9.11.10Испытания организуются с целью оценки качества работы регуляторов и определения динамических и статических характеристик.

9.11.11Перед включением ГАСР непрямого действия необходимо проверить наличие давления рабочей среды и продуть импульсные линии.

9.11.12В 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.

9.11.13Среднесуточный эксплуатационный расход рабочей среды у гидравлических регулирующих приборов с дроссельным управляющим элементом должен быть не более 30 л/ч, с дискретным управляющим элементом – 10 л/ч.

9.11.14В 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.

9.11.15Перед гидравлическим регулятором на линии рабочей среды обязательна установка фильтра.

9.11.16Автоматические 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.

9.11.17Если технологическое оборудование объекта автоматизации оснащено несколькими регуляторами, то порядок их включения не должен нарушать режим работы этого оборудования.

9.11.18Подготовленные 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:

- 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;
- наличие напряжения питания и исправность действия автоматического резерва питания для электронных регуляторов;
- 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».

9.11.19Отключение автоматических регуляторов производится оперативным персоналом, эксплуатирующим технологическое оборудование.

Автоматический регулятор должен быть временно отключен:

- Если регулирующий орган длительное время находится в крайнем положении;
- 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.

9.11.20В случае сомнений в правильности действия автоматического регулятора необходимо 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.

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

9.11.21Источники 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.

9.11.22Необходимость 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.

9.11.23При 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.

9.11.24Значения 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.

9.11.25Аппаратура 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.

9.11.26Исполнительные операции защит и устройства АВР должны опробоваться оперативным персоналом с записью в оперативном журнале перед пуском оборудования, после его простоя более 3 суток или если во время останова на срок менее 3 суток проводились ремонтные работы в цепях защит.

9.11.27Средства технологических защит (измерительные приборы, арматура импульсных линий и др.) должны иметь внешние отличительные признаки.

На шкалах приборов должны быть отметки уставок срабатывания защит.

9.11.28Технологические зашиты должны быть снабжены устройствами, фиксирующими первопричину срабатывания защит.

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

9.11.29Технологические 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.

9.11.30К 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.

9.11.31Обслуживающий персонал ОЭТС несет ответственность за работоспособное состояние средств автоматизации, принятых в постоянную или временную эксплуатацию на тепловых сетях.

9.11.32При 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.

9.11.33Персонал, 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.

9.11.34Все автоматизированные объекты тепловой сети (насосные станции, центральные тепловые пункты и др.), 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 сверхдопустимых 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;
- 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.

9.11.35Ремонт автоматических регуляторов и устройств дистанционного управления должен производиться во время ремонта основного оборудования.

9.11.36Надзор за состоянием средств измерений осуществляет метрологическое подразделение ОЭТС (СИНИ).

9.11.37Узлы учета тепловой энергии должны быть оборудованы средствами измерения в соответствии с требованиями действующих правил [14].

Средства измерения тепловой энергии и теплоносителей должны быть аттестованы в органах Ростехрегулирования РФ в качестве средств коммерческого учета и зарегистрированы в Госреестре средств измерений РФ.

9.11.38Выбор 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 [14] и документами Ростехрегулирования РФ.

9.11.39Приборы, осуществляющие контроль работы оборудования, а также приборы коммерческого учета должны быть защищены от несанкционированного доступа и опломбированы.

9.11.40Тепловые 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.

9.11.41В 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.

9.11.42На 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.

10 Ликвидация технологических нарушений (повреждений) в тепловых сетях

10.1 Задачи и организация противоаварийных работ

10.1.1 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, постановление 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.

10.1.2 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).

10.1.3 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.

10.1.4 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.

10.1.5 Персонал АВБ и закрепленные за ней машины для ликвидации повреждений должны находиться в постоянной круглосуточной готовности.

Дежурство АВБ организуется круглосуточно, посменно.

10.1.6 При приемке и сдаче смен АВБ необходимо проверять наличие и исправность инструмента, оборудования, механизмов и машин согласно утвержденному табелю.

10.1.7 При возникновении аварий и крупных повреждений персонал АВБ одного эксплуатационного района может привлекаться для их ликвидации в другие эксплуатационные районы по распоряжению диспетчера ОЭТС.

10.1.8 Привлечение АВБ к работам, не связанным с ликвидацией аварий и крупных повреждений, производится только по указанию руководства ОЭТС через диспетчера ОЭТС.

10.1.9 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.

10.1.10Схемы 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.

10.1.11В 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.

10.1.12Должна быть разработана схема изменения работы теплофикационного оборудования источника тепловой энергии в аварийных ситуациях.

10.1.13Для 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.

10.1.14Все рабочие места оперативного персонала ОЭТС должны быть обеспечены инструкциями по ликвидации технологических нарушений, которые определяют порядок действий дежурного персонала при технологических нарушениях.

10.1.15С 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.

10.1.16Ликвидация 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.

10.1.17Находящиеся 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 должна быть оформлена в оперативном журнале дежурного диспетчера.

10.1.18Распоряжения 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 дис-

петчера ОЭТС, выполняются дежурным персоналом только по согласованию с дежурным диспетчером ОЭТС.

10.1.19При ликвидации технологического нарушения оперативному персоналу обеспечивается первоочередная связь, в случае необходимости прерываются остальные переговоры, другим лицам запрещается использовать оперативные диспетчерские каналы связи.

10.1.20Во 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.

10.1.21Приемка и сдача смены во время ликвидации технологических нарушений не допускается.

Пришедший на смену оперативный персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией технологических нарушений. При затянувшейся ликвидации технологического нарушения в зависимости от его характера допускается сдача смены с разрешения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

В тех случаях, когда при ликвидации технологического нарушения операции производятся на оборудовании, не находящемся в оперативном управлении или ведении вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, сдача смены допускается с разрешения руководящего административно-технического персонала энергообъекта, на котором произошло технологическое нарушение.

10.1.22Все оперативные переговоры и распоряжения диспетчеров ОЭТС и диспетчеров диспетчерского пункта субъектов оперативного управления, а также начальников смен электростанций во время ликвидации технологического нарушения должны записываться на магнитофон или другие носители информации.

10.2 Мероприятия по обнаружению и предотвращению развития технологических нарушений (повреждений) в тепловой сети

10.2.1 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).

10.2.2 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 не,деаэрированной 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.

10.2.3 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.

10.2.4 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.10.2.2), подпитка сети технической недеаэрированной водой.

10.2.5 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.

10.2.6 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.

10.2.7 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. 10.3).

10.2.8 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).

10.2.9 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.

10.2.10О возникновении технологического нарушения дежурный диспетчер ОЭТС (дежурный инженер района), не задерживая работ по ликвидации технологического нарушения, обязан сообщить главному диспетчеру ОЭТС, руководству ОЭТС, диспетчеру субъекта оперативно-диспетчерского управления в соответствии с [18], другим должностным лицам органов исполнительной власти по списку, утвержденному директором ОЭТС; для принятия дополнительных мер безопасности и при необходимости для оповещения населения о требуемых мерах безопасности.

10.2.11При 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, восстановлению нормального режима работы тепловой сети;
- записывать на магнитофон или другие носители информации все оперативные переговоры по ликвидации повреждения, начиная с момента получения сигнала о повреждении;
- вести записи о всех действиях в оперативном журнале.

10.2.12Аварийно-восстановительная бригада по прибытии на место повреждения поступает в распоряжение лица, ответственного за ликвидацию технологического нарушения.

10.2.13Лицо, ответственное за ликвидацию технологического нарушения, отдает распоряжение членам бригады только через руководителя АВБ.

10.2.14Руководство 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.

10.2.15Если 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.

10.2.16Ответственный за ликвидацию технологического нарушения обязан через функциональные отделы и службы ОЭТС обеспечить АВБ необходимыми материалами, машинами, механизмами, а также соответствующей технической документацией.

10.2.17Работы по ликвидации технологического нарушения ведутся круглосуточно.

10.2.18Все 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.

10.2.19Для предотвращения и ликвидации технологических нарушений на насосно-подкачивающих станциях, эксплуатирующихся без постоянного дежурного персонала, должны использоваться устройства автоматики и телемеханики.

10.2.20При 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.

10.2.21Включение 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.

10.2.22Для 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.

10.2.23При 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).

10.2.24Аварийный 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 Т.

10.2.25Запас 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.

10.2.26Запас арматуры и материалов для каждого эксплуатационного района устанавливается главным инженером ОЭТС.

10.2.27При 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.

10.2.28После ликвидации технологического нарушения для расследования должны быть подготовлены необходимые технологические схемы, ленты реги-

стрирующих 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.

10.3 Подготовка и введение графиков ограничения и отключений потребителей тепловой энергии при аварийных ситуациях

10.3.1 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 предотвращения развития аварийного режима ОЭТС должны разрабатываться графики ограничения и отключений потребителей (абонентов) тепловой энергии.

10.3.2 Графики ограничения и отключений формируются на основании двусторонних актов аварийной и технологической брони теплоснабжения, составляемых ОЭТС совместно с потребителями тепловой энергии, в зависимости от схемы теплоснабжения потребителей с учетом местных условий.

Потребители располагаются в графиках ограничения и отключений 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.

10.3.3 Графики ограничения и отключений потребителей независимо от форм собственности последних составляются и утверждаются на год, начиная с 1 октября текущего года и действуют до 1 октября следующего года.

10.3.4 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 суток;
- 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 оборудо-

вания 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 магистральных и распределительных тепловых сетей (разрывы труб, разгерметизация соединений, повреждения арматуры, компенсаторов), требующие отключения отдельных участков сети или магистралей.

10.3.5 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.

10.3.6 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.

10.3.7 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.

10.3.8 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.

При вводе ограничения в отопительных 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.

10.3.9 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.

10.3.10Ограничению 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.

10.3.11Графики ограничения и отключений потребителей тепловой энергии могут быть введены только распоряжением руководителя ОЭТС.

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 немедленно с последующим оповещением потребителей о причинах и продолжительности отключения. Об отключении потребителей должно быть немедленно сообщено руководству ОЭТС, руководству источника тепловой энергии и при наличии в системе теплоснабжения теплофикационных источников тепла диспетчеру энергосистемы.

10.3.12Введение 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.

10.3.13Об 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.

10.3.14На период действия ограничений руководство ОЭТС обязано обеспечить в эксплуатационных районах строгий контроль отпуска тепловой энергии в

установленных объемах и требуемого качества по показаниям приборов. Персонал ОЭТС должен организовать контроль соблюдения 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.

10.3.15При 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 перерывов в подаче тепловой энергии (взрывоопасные, пожароопасные).

10.3.16Потребитель 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.

11 Ремонт тепловых сетей

11.1 Основные положения по проведению текущего и капитального ремонтов тепловых сетей

11.1.1 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.

11.1.2 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 Ф, Х.

11.1.3 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.

11.2 Объем ремонтных работ

11.2.1 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.

11.2.2 Выявленные в процессе эксплуатации дефекты в зависимости от их характера и возможного влияния на надежность и экономичность работы устра-

няются немедленно или в период капитального и текущего ремонтов. Во всех случаях должны быть приняты меры, предупреждающие развитие процесса разрушения конструкций, трубопроводов и оборудования.

11.2.3 Работы по текущему ремонту тепловой сети должны производиться регулярно в течение года по графику, составленному начальником эксплуатационного района и утвержденному главным инженером ОЭТС.

11.2.4 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.

11.2.5 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.

11.2.6 График ремонтных работ должен, как правило, составляться из условия поочередного ремонта магистральных теплопроводов. Ремонт ответвлений следует производить одновременно с ремонтом соответствующей магистрали.

11.2.7 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.

11.2.8 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.

11.2.9 Мелкий профилактический ремонт оборудования тепловых сетей (устранение течи и парений из сальниковых уплотнений и т.п.) производится в процессе эксплуатации.

11.2.10Для 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.

11.2.11Отключение 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.

11.2.12Для 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.

11.2.13Для проведения ремонтных работ эксплуатационные районы ОЭТС должны иметь в своем распоряжении механизмы и оборудование, примерный перечень которых приведен в приложении Ц.

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 (приложение Ш) должны, как правило, находиться в ведении этой службы.

11.3 Организация текущего и капитального ремонтов тепловой сети

11.3.1 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.

11.3.2 До начала работ следует подготовить и отремонтировать необходимый инструмент, приспособления и механизмы, а также полностью обеспечить установленный объем работ материалами и запасными частями.

11.3.3 При хранении запасных частей и запасного оборудования следует обеспечить их защиту от повреждений и коррозии. Снятие оборудования или отдельных его деталей с временно бездействующие участков тепловой сети для использования его на ремонтируемых участках не допускается.

11.3.4 Капитальный и текущий ремонты тепловых сетей производятся специально комплектуемыми ремонтными бригадами. При комплектации бригад следует, по возможности, использовать эксплуатационный персонал на обслуживаемых им участках.

11.3.5 Руководство ремонтной бригадой возлагается на мастера эксплуатационного района ОЭТС.

Общее руководство ремонтными работами в каждом эксплуатационном районе осуществляет начальник района.

11.3.6 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 правило, должен поручаться ремонт обслуживаемых ими участков.

Контроль качества ремонта во всех случаях остается функцией начальника и мастера эксплуатационного района.

11.3.7 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.

11.3.8 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.

11.3.9 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.

11.3.10По окончании ремонтных работ закрытие наряда оформляется подписями ответственного руководителя и допускающего лица. Экземпляр закрытого наряда возвращается начальнику эксплуатационного района.

11.3.11Все 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.

11.3.12Приемка тепловых сетей из капитального ремонта производится комиссией. возглавляемой главным инженером ОЭТС, а из текущего ремонта – начальником эксплуатационного района.

11.3.13При 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.

11.3.14На выполненные и принятые ремонтные работы должен быть составлен акт приемки, в котором отражается объем и характер произведенного ремонта по отдельным элементам оборудования (см. приложение Щ).

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.

11.3.15Включение 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 А
(рекомендуемое)
Форма разрешения и технических условий на присоединение к тепловым сетям

Разрешение и технические условия на присоединение к тепловым сетям

Действительно по _____ месяц _____ 20 ___ 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 _____ °С;

б) вентиляции t _____ °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 Б
(рекомендуемое)
Ориентировочный перечень местных инструкций

Б.1 Инструкция по пуску водяных тепловых сетей.

Б.2 Инструкция по содержанию тепловых сетей.

Б.3 Инструкция по прогреву паропроводов.

Б.4 Инструкция по пуску и обслуживанию конденсатопроводов.

Б.5 Инструкция по проведению испытаний тепловых сетей на прочность и плотность.

Б.6 Инструкция по проведению температурных испытаний тепловых сетей.

Б.7 Инструкция по химическому контролю за водным режимом тепловых сетей и интенсивностью внутренней коррозии.

Б.8 Инструкция по защите тепловых сетей от наружной электрохимической коррозии.

Б.9 Инструкция о порядке осмотра и обследования камер, дренажных колодцев и насосных станций.

Б.10 Инструкция об организации аварийно-восстановительных работ в тепловых сетях.

Б.11 Инструкция по проведению комплексного опробования оборудования насосно-подкачивающих станций перед отопительным сезоном.

Б.12 Инструкция по эксплуатации насосных станций.

Б.13 Инструкция по обслуживанию баков-аккумуляторов.

Б.14 Инструкция по наладке и эксплуатации средств авторегулирования.

Б.15 Инструкция по обслуживанию средств измерения и автоматики.

Б.16 Инструкция о проверке водоводяных подогревателей горячего водоснабжения на плотность.

Б.17 Инструкция по составлению исполнительных чертежей магистральных и распределительных тепловых сетей и тепловых пунктов.

Б.18 Инструкция по эксплуатации электродвигателей.

Б.19 Инструкция по эксплуатации теплового пункта.

Б.20 Инструкция о взаимоотношениях с другими организациями.

Б.21 Инструкция по обнаружению и ликвидации повреждений в тепловых сетях.

Б.22 Инструкция по техническому освидетельствованию трубопроводов.

Приложение В
(рекомендуемое)
Форма паспорта тепловой сети

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/см2), температура ____ °С.

Год постройки _____ Год ввода в эксплуатацию _____

Балансовая стоимость_____ руб.
(по ценам 20 ___ г.)

ТеХНИЧеСКАЯ ХАРАКТеРИСТИКА

1.Трубы

Наименование участка трассы	Подающая труба		Обратная труба		Толщина стенки трубы,		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 Г
(рекомендуемое)
Форма паспорта подкачивающей насосной станции

Паспорт подкачивающей насосной станции

_____, расположенной на _____
(наименование) (подающий, обратный)
трубопроводе _____ тепломагистрали
Эксплуатационный район _____

Г.1 Общие сведения

Адрес насосной станции _____
Номер проекта и название проектной организации _____
Год постройки _____Год ввода в эксплуатацию _____
Генеральный подрядчик _____
Организация по наладке тепломеханического оборудования _____
Организация по наладке электротехнического оборудования _____
Организация по наладке средств измерения и автоматики _____
Максимальная производительность насосной станции _____$м^3$/ч.
Общая установленная электрическая мощность насосной станции _____ кВ·А
Балансовая стоимость (по ценам 19__ г.) _____тыс.руб.

Г.2 Тепломеханическая часть

Г.2.1 Насосы _____
(сетевые, опрессовочные. дренажные и др.)

Тип, количество (назначение)	Подача, м3/ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Масса единицы, кг	Год изготовления

Г.2.2 Арматура _____
(задвижки, компенсаторы, обратные и регулирующие клапаны и др.)

Наименование арматуры	Тип	Условный диаметр, мм	Количество, шт.	Вид привода	Масса единицы, кг	Год изготовления

Г.2.3 Грузоподъемное устройство машинного зала
Тип _____
Грузоподъемность _____
Пролет _____
Завод-изготовитель _____

Дата освидетельствования	Результат освидетельствования	Срок следующего освидетельствования

Г.2.4 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							

Г.2.5 Изоляция

Наименование участка, места	Антикоррозионное покрытие	Теплоизоляционный материал и толщина слоя, мм	Наружное покрытие
Коллектор			
Обвязка сетевых насосов			
Перемычки для регулирования			

Г.3 Строительная часть

Этажность здания _____

Кубатура здания _____ $м^3$

Полная площадь _____ $м^2$

В том числе:

машинного зала _____ $м^2$

щита управления _____ $м^2$

щита 380/220 В _____ $м^2$

трансформаторной _____ $м^2$

вспомогательных помещений _____ $м^2$

Фундаменты:

под стены _____

под оборудование _____

Стены _____

Полы машинного зала _____

Полы щита управления _____

Полы щита 380/220 В _____

Полы распределительного устройства _____

Полы вспомогательных помещений _____

Междуэтажное перекрытие _____

Кровельное покрытие _____

Отопление _____ ГДж/ч (ГКал/ч)

Вентиляция _____ ГДж/ч (ГКал/ч)

Г.4 Электрическая часть

Г.4.1 Распределительное устройство (РП)

Наименование панелей	Тип	Количество	Завод-изготовитель

Г.4.2 Щит 380/220 В

Наименование панелей	Тип	Количество	Завод-изготовитель

Г.4.3 Электродвигатели

Тип и количество	Мощность, кВт	Напряжение, В	Частота вращения, об/мин	Масса единицы, кг	Год изготовления

Г.4.4 Трансформаторы

Наименование	Характеристика	Количество	Завод-изготовитель	Дата ревизии

Г.4.5 Щит управления

Наименование	Тип	Количество	Завод-изготовитель

Г.4.6 Электроизмерительные приборы

Наименование	Тип	Предел измерения	Количество	Примечание

Г.4.7 Приборы и аппаратура технологического контроля, автоматики, телемеханики и связи

Наименование	Тип	Количество	Завод-изготовитель

Г.5 Проведение испытаний

Объект испытаний	Цель испытаний	Испытания провел	Результаты испытаний	Дата

Г.6 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 Д
(рекомендуемое)
Форма заявки на вывод оборудования из работы или резерва

Заявка на вывод оборудования из работы или резерва

Разрешаю
с ___ ч ___ мин ____ _____ 20 ___ г.
до ___ ч ___ мин ____ _____ 20 ___ г.

_____
(должность разрешающего)

_____ _____
(подпись) (ф.и.о.)

Заявка на вывод оборудования из работы или резерва
(ненужное зачеркнуть)

_____
(наименование оборудования электростанция,

_____
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, испытании и т.д.)

на срок с _____ ч _____ мин _____ 20___ г.
до _____ ч _____ мин _____ 20___ 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 ____ _____ 20___ г.

_____

_____

_____ _____ _____
(должность заявителя) (подпись) (ф.и.о.)

Приложение Е
(рекомендуемое)
Форма акта разбивки трассы тепловой сети

АКТ
разбивки трассы тепловой сети

г. _____ _____ 20 __ г.

Объект _____

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика _____

_____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы)

представитель проектной организации _____

_____

(наименование организация, 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 Ж
(рекомендуемое)
Форма акта освидельствования скрытых работ выполненных при укладке трубопроводов тепловой сети

АКТ №____
освидетельствования скрытых работ при укладке трубопроводов тепловой сети

г._____ _____ 20 __ 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 И
(рекомендуемое)
Форма акта освидельствования скрытых работ выполненных по камерам

АКТ № ___
освиделельствования скрытых работ по камерам

г._____ _____ 20 ___ 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 К
(рекомендуемое)
Форма акта о растяжке компенсаторов

АКТ № ____
о растяжке компенсаторов

г._____ _____ 20 __ 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 ОЭТС _____

_____ 20 ___ 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 Л
(рекомендуемое)
Форма акта о промывке (продувке) трубопровода

АКТ №___
о промывке (продувке) трубопровода

г._____ _____ 20 ___ 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 М
(рекомендуемое)
Форма акта о приемке в эксплуатацию теплопровода

Включить в постоянную эксплуатацию
Главный инженер ОЭТС
_____(_____)
____ _____ 20 ____ г.

Акт №___
приемки 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 ____ _____ 20___ 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 толщи на 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 20__ г).

Представитель заказчика _____
_____
Представитель строительно-монтажной организации _____
Представитель ОЭТС _____

Приложение Н
(рекомендуемое)
Форма акта приемки в эксплуатацию электрозащитной установки

Акт №___
приемки в эксплуатацию электрозащитной установки

г. _____ _____ 20 ___ 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 отключения	после включения

Выводы _____

_____

Представитель заказчика _____

Представитель ОЭТС _____

Представитель владельца смежных подземных сооружений _____

Приложение П
(рекомендуемое)
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.

___ _____ 20 ____ г.

Подпись главного инженера предприятия (владельца трубопровода)

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

[1] Заполняется по данным проектной организации.

Страницы 4-12

Записи администрации о ремонте и реконструкции трубопровода

Дата записи	Перечень работ, проверенных 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. ___ _____ 20 ___ г.

Приложение Р
(рекомендуемое)
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 С
(рекомендуемое)
Примерный перечень инструмента слесаря по обслуживанию тепловых сетей

Таблица С.1

Наименование	Тип, номер или размер	Количество, шт.
1. Молоток слесарный с круглым бойком	Тип А № 3	1
2. Крейцмейсель слесарный	AxL = 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 Т
(рекомендуемое)
Примерный запас приспособлений, оборудования и инструмента, подлежащий хранению в дежурном помещении эксплуатационного района ОЭТС

Таблица Т.1

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
Зубило слесарное		5
Крейцмейсели слесарные		2
Ножовочный станок для металла	L=300 мм	2
Полотна ножовочные	L = 300 мм	50
Наборы плашек и метчиков с воротками	М 10-М 12	2
Ручные ножницы по металлу	L = 300 мм	2
Напильники драчевые и личные плоские	150-250 мм	5
Напильники личные (круглые)	150-250 ми	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 У
(рекомендуемое)
Методические рекомендации по оценке интенсивности процесса внутренней коррозии в тепловых сетях с помощью метода «индикаторов коррозии»

У.1 В качестве индикаторов внутренней коррозии применяются стальные плоские пластины толщиной от 2 до 3 мм круглой формы, изготовленные из материала труб или из малоуглеродистой стали Ст. 3. Пластины изготавливаются диаметром от 40 до 60 мм. В центре пластин сверлится отверстие диаметром от 12 до 15 мм для их крепления (рисунок У.1). На каждом индикаторе выбивается номер.

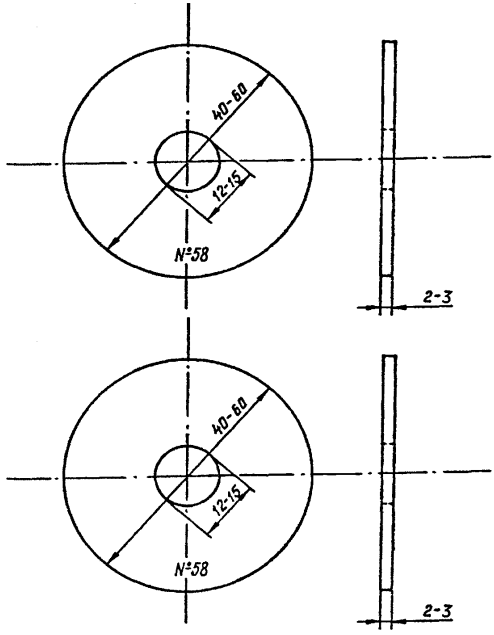


Рисунок У.1 – Индикатор внутренней коррозии

У.2 Для установки индикаторов коррозии в контрольных точках трубопровода привариваются 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 рисунке У.2. Для периодического выпуска воздуха к глухому фланцу приваривается штуцер диаметром 1/2», на который устанавливается вентиль.

У.3 Индикаторы обмеряются с помощью штангенциркуля, после чего для каждого индикатора вычисляется площадь активной поверхности контактирующей с сетевой водой (S, в мм^2) по формуле:

$$S = 2\pi R (R + \delta) = 6{,}28 R (R + \delta) \text{ мм}^2, \qquad (У.1)$$

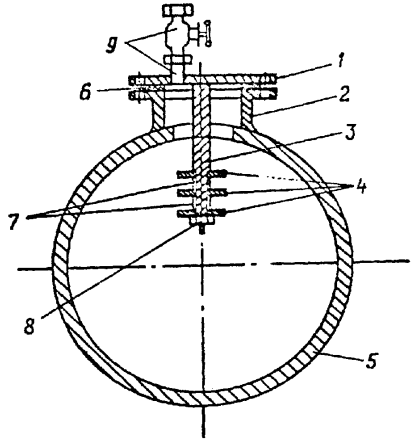
где R – радиус круглой пластины, мм;

δ – толщина пластины.

Внутренняя поверхность пластины в расчетах не учитывается.

У.4 После обмера образцы очищаются от продуктов коррозии и обезжириваются следующим образом:

У.4.1 промываются в 0,5 % растворе соляной кислоты, ингибированной уротропином (3 г уротропина на 1 л раствора);



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 $d = {}^1/_2$» с вентилем для выпуска воздуха

Рисунок У.2 – Установка индикаторов коррозии в контрольной точке тепловой сети

У.4.2 промываются в 0,5 % растворе щелочи, нагретой допределов от 60 до 70°С;

У.4.3 промываются в струе воды;

У.4.4 просушиваются в сушильном шкафу в течение 1 ч при температуре 105°С и затем охлаждаются при комнатной температуре;

У.4.5 обезжириваются последовательно промывкой в спирте и серном эфире. Вместо серного эфира можно применять четыреххлористый углерод или другой растворитель (бензин и др.);

У.4.6 повторно просушиваются в течение получаса сушильном шкафу при температуре (105±5)°С и охлаждаются в эксикаторе с хлористым кальцием до комнатной температуры.

У.5 После обработки индикаторы взвешиваются на весах Т-4 с точностью 0,1 г. Результаты обмера, вычислений и взвешивания заносятся в журнал.

У.6 Подготовленные индикаторы завертываются в фильтровальную бумагу (каждый в отдельности), на обертке надписывается номер пластины, значение активной поверхности индикатора, масса пластины в граммах.

У.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. рисунок У.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.

У.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).

У.9 После наполнения тепловой сети водой и в процессе эксплуатации через штуцер с вентилями в контрольных точках должен периодически спускаться воздух.

У.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).

У.11 Индикаторные пластины подвергаются лабораторной обработке:

У.11.1 подсушиваются в эксикаторе с хлористым кальцием в течение от двух до четырех суток при комнатной температуре;

У.11.2 очищаются от продуктов коррозии деревянным скребком;

У.11.3 промываются в 5 % 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;

У.11.4 высушиваются в термостате при температуре 105°С в течение 1 ч;

У.11.5 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.

У.12 Интенсивность процесса коррозии определяют по среднесуточной потере массы, средней для трех индикаторных пластин, отнесенной к их средней активной поверхности, по формуле:

$$k_p = \frac{(m_{1ср} - \Delta m - m_{2ср})10^6}{S_{ср}T} \quad \left[\frac{\text{г}}{\text{м}^2 \cdot \text{сут.}}\right], \qquad (У.2)$$

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 некоррелированной 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 определяют по формуле:

$$П = 0{,}047\ k_р \text{ мм/год.} \qquad (У.3)$$

Интенсивность процесса коррозии оценивается по средней скорости коррозии по таблице У.1:

Таблица У.1

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 Ф
(рекомендуемое)
Перечень работ, выполняемых при текущем ремонте тепловой сети

Ф.1 Каналы, камеры, павильоны, опоры и эстакады

Ф.1.1 Устранение отдельных неплотностей в стенах проходных каналов и камер, заделка отдельных выпадающих кирпичей.

Ф.1.2 Смена отдельных ходовых скоб.

Ф.1.3 Ремонт лестниц, площадок и ограждений с подваркой металлоконструкций.

Ф.1.4 Восстановление окраски металлоконструкций.

Ф.1.5 Очистка ершом дренажных трубопроводов от отложений ила.

Ф.1.6 Восстановление и заделка разрушенных люков.

Ф.2 Трубопроводы, арматура и оборудование сетей, насосных станций

Ф.2.1 Смена отдельных труб.

Ф.2.2 Сварка или подварка отдельных стыков труб.

Ф.2.3 Частичный ремонт тепловой изоляции (до 5 % общей длины трубопроводов) с восстановлением антикоррозионных покрытий и окраски.

Ф.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.

Ф.2.5 Ревизия и мелкий ремонт насосов: вскрытие, осмотр дисков, смена набивки сальниковых уплотнителей, смена подшипников.

Ф.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.

Ф.2.7 Вскрытие и очистка грязевиков, фильтров, конденсационных и аккумуляторных баков.

Ф.2.8 Мелкий ремонт автоматической аппаратуры и самопишущих приборов контроля и учета: разборка и очистка импульсных линий, диафрагм.

Приложение Х
(рекомендуемое)
Перечень работ, проводимых при капитальном ремонте тепловой сети

Х.1 Каналы, камеры и опоры надземных прокладок

Х.1.1 Восстановление поврежденных или смена пришедших в негодность строительных конструкций, каналов, камер, смотровых колодцев, павильонов и опор надземных прокладок.

Х.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.

Х.1.3 Полная или частичная смена гидроизоляции каналов и камер.

Х.1.4 Восстановление или смена подвижных и неподвижных опор, а также системы креплений трубопроводов при надземных прокладках, на эстакадах и искусственных сооружениях (мостах, путепроводах).

Х.1.5 Вскрытие и очистка каналов от заиливания с восстановлением изоляции.

Х.1.6 Смена металлических спускных лестниц в камерах и на эстакадах или более 50 % ходовых скоб.

Х.1.7 Смена люков.

Х.2 Трубопроводы, арматура и оборудование тепловых сетей и насосных станций

Х.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.

Х.2.2 Полная или частичная замена тепловой изоляции, восстановление и нанесение вновь антикоррозионного покрытия и гидроизоляции на действующие трубопроводы.

Х.2.3 Смена или установка дополнительных задвижек или другой запорной арматуры, компенсаторов и фасонных частей или их ремонт со сменой изношенных деталей.

Х.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.

Х.2.5 Смена или ремонт со сменой деталей электрических, электромагнитных, гидравлических и других приводов задвижек, авторегуляторов, насосов, вентиляторов, а также пусковой аппаратуры к ним.

Х.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.

Х.2.7 Смена и ремонт со сменой деталей насосов, грязевиков, конденсатоотводчиков, аккумулирующих емкостей и другого тепломеханического оборудования насосных и аккумуляторных станций.

Х.2.8 Ремонт, дооборудование и смена тепловых щитов и теплоизмерительных приборов.

Х.2.9 Ремонт со сменой негодных деталей и сооружение на действующих сетях устройств для защиты от электрохимической коррозии.

Х.2.10 Ликвидация перекосов арматуры, образовавшихся в результате осадок трубопроводов при бесканальной прокладке, связанная с переваркой конструкций трубопровода (компенсаторов, фланцевых соединений, ответвлений) или опор.

Х.2.11 Очистка внутренней поверхности труб и тепломеханического оборудования от накипи и продуктов коррозии механическим или химическим путем.

Приложение Ц
(рекомендуемое)
Примерный перечень механизмов и оборудования для проведения ремонтных работ

Таблица Ц.1

Наименование	Количество
Насос самовсасывающий подачей от 100 до 200 $м^3$/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 $м^3$/мин на автоходу	2
Электростанция передвижная постоянного тока мощностью до 80 кВт	1
Насос опрессовочный на давление от 30 до 40 кгс/$см^2$ со специальными армированными шлангами	2
Пресс гидравлический с механическим приводом	1
Экскаватор на гусеничном ходу с ковшом от 0,25 до 0,50 $м^3$	1
Экскаватор на базе колесного трактора	1
Автокран грузоподъемностью от 6,3 до 10,0 т	1
Автомашина-самосвал	1
Трубопрокладчик грузоподъемностью 10,0 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 10,0 т	2
Таль с электроприводом грузоподъемностью 5,0 т	2
Станок токарный	1
Станок сверлильный	1
Тиски параллельные	2-3
Прижим трубный	2-3
Электроточило	1
Тележка для перевозки баллонов	2

Приложение Ш
(рекомендуемое)
Потребность в механизмах для эксплуатации и ремонта тепловых сетей

Ш.1 Настоящие приложение определяет нормы потребности и номенклатуру механизмов, применяемых для эксплуатации и ремонта тепловых сетей, за исключением потребности аварийно-восстановительных бригад и служб.

Ш.2 Настоящие приложение позволяет определить потребность в необходимых механизмах на замену изношенных при эксплуатации и уточнить табель укомплектования механизмами соответсвующих подразделений организации эксплуатирующей тепловые сети.

Ш.3 Потребность в механизмах для эксплуатации и ремонта тепловых сетей определяется на 1000 условных единиц и приведены в таблице Ш.1.

Ш.4 Расчетная потребность в механизмах определяется как произведение нормы данного вида механизма на объем работ тепло сетевого хозяйства, выраженного в условных единицах и умноженного на 10^{-3}.

Ш.5 Количество условных единиц для предприятий (районов, участков) тепловых сетей определяется действующими нормами.

Ш.6 Полученные дробные результаты округляются в большую сторону до ближайшего целого и не должны быть менее единицы.

Ш.7 Норма на замену изношенных механизмов равна для всей номенклатуры 0,143 шт./год на единицу базисного (фактического) парка.

Таблица Ш.1 – Нормы потребности в механизмах для эксплуатации и ремонте тепловых сетей

Наименование механизмов	Норма потребности в механизмах, шт.
	1000 усл.ед.
Экскаваторы вместимостью ковша:	
0,25 $м^3$	0,38
0,4 $м^3$	0,10
0,5 $м^3$ и более	0,10
Бульдозеры на базе тракторов: на гусеничном ходу мощностью:	
до 75 л.с. (3 т) вкл.	0,08
100-130 л.с. (10 т) и более	0,04
на колесном ходу мощностью:	
до 50 л.с. (1,4т) вкл..	0,02
более 50 л.с.	0,08
Трубоукладчики грузоподъемностью:	
до 3 т	0,07
6 т	0,02
10 т	0,04

Наименование механизмов	Норма потребности в механизмах, шт.
	1000 усл.ед.
Автокраны грузоподъемностью:	
до 6,3 т	0,19
10 т	0,15
25 т	0,02
Автопогрузчики	0,12
Передвижные компрессоры:	
прицепные	0,22
на автоходу	0,18
Передвижные электростанции: прицепные мощностью:	
до 30 кВт вкл.	0,41
31-60 кВт	0,24
на автоходу мощностью:	
до 30 кВт вкл.	0,11
31-60 кВт	0,12
Передвижные электросварочные агрегаты постоянного тока	0,81
Автобетоноломы	0,02
Машины буровые грунторезные	0,04
Гидромолоты для экскаваторов	0,04
Водоотливные установки на базе трактора Т-40	0,20
Машины для прочистки попутных дренажей	0,04
Канализационная машина	0,04
Илосос	0,04
Аварийная машина	0,49
Самосвалы	0,35
Турбовоз	0,04
Топливозаправщики	0,04
Передвижной бригадный вагон	0,10
Передвижная линейная машина	0,08
Подъемник Р-183	0,03
Передвижная битумоварочная установка	0,10
Тягачи (седельные и другие)	0,01

Ш.8 Пример расчета потребности в механизмах

Объем работ теплосетевых хозяйств предприятий тепловых сетей составляет (в тысячах условных единиц) соответственно 1; 7 и 30.

Определить потребность в экскаваторах с вместимостью ковша 0,25 $м^3$ и гидромолотах для каждого предприятия.

Расчет

Из таблицы Ш.1 определить норму потребности в соответствующих видах механизмов.

Норма на замену изношенных механизмов – 0,143 шт./год.

Норма потребности на экскаваторы с ковшом 0,25 $м^3$ составляет 0,38 шт./1000 усл.ед., на гидромолоты 0,04 шт./1000 усл.ед.

Зная объемы работ теплосетевого хозяйства каждого предприятия, определяем количество механизмов:

Предприятие №1
Экскаваторы – 1×0,38 = 0,38 шт., округляем до 1 шт.
Гидромолоты – 1×0,04 = 0,04 шт., округляем до 1 шт.

Предприятие № 2
Экскаваторы – 7×0,38 = 2,66 шт., округляем до 3 шт.
Гидромолоты – 7×0,04 =0,28 шт., округляем до 1 шт.

Предприятие № 3
Экскаваторы – 30×0,38 = 11,4 шт., округляем до 12 шт.
Гидромолоты – 30×0,04 = 1,2 шт., округляем до 2 шт.

Если фактический парк экскаваторов предприятия составляет 10 шт., то на их замену потребуется в год 10×0,143 = 1,43 шт. или 3 шт. в течении двух лет.

Приложение Щ
(рекомендуемое)
Форма акта приемки тепловой сети из капитального ремонта

АКТ № ____
приемки тепловой сети из капитального ремонта

от _____ 20 __ г.

Комиссия, назначенная приказом по ОЭТС № _____20___ 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 _____20__г. до _____ 20 __ г.

Ответственный руководитель работ _____

Ответственный производитель работ _____

2. Ремонт произведен на основании № _____
плана капитального ремонта 20 __ 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 н эксплуатацию ____ _____ 20 __ г.

Председатель комиссии: _____

Члены комиссии: _____

Приложение Э
(рекомендуемое)
Форма паспорта цилиндрического вертикального резервуара

ПАСПОРТ

цилиндрического _____вертикального резервуара
(материал изготовления)

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 Ю
(рекомендуемое)
Примерный минимальный аварийный запас материалов

Таблица Ю.1

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
Подшипчики 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
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.	.,
3. Дополнительный общий запас на 1000 м^2 материальной характеристики уложенных сетей (*D* x *I*)	
Набивка сальниковая асбестовая, кг	25
Резина термостойкая, кг	30
Паронит, кг	10
Графит, кг	3
Лен, кг	
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, м^3	1
Гвозди разные, кг	5

Приложение Я
(рекомендуемое)
Форма задания на проектирование объектов производственного назначения

Задание на проектирование объектов производственного назначения

_____

(наименование и месторасположение проектируемого предприятия, здания, сооружения)

Перечень основных исходных данных и требований:

1. Основание для проектирования.
2. Вид строительства.
3. Стадии 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[2]:

- 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;

[2] Номенклатура, порядок и сроки представления материалов приводятся в договоре (контракте) на выполнение проектных работ.

- 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.

Приложение АА
(рекомендуемое)
Типовая форма акта осмотра теплопровода при вскрытии прокладки

АКТ № ____
осмотра теплопровода при вскрытии прокладки

Организация, эксплуатирующая тепловую сеть _____
Район ОЭТС _____ Источник тепловой энергии _____
Дата _____
Наименование или номер магистрали _____
Местовскрытия: 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, состоянии):
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

____ _____ 20__ г.

Приложение АБ
(рекомендуемое)
Методические рекомендации по проведению осмотра теплопровода при вскрытии прокладки

Осмотр рекомендуется производить в последовательности, приведенной в типовой форме акта (см. приложение АА), 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 приложении АИ. 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;

и) 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;

к) указывается тип теплоизоляционной конструкции (подвесная, засыпная, монолитная, сборная и т.д.) и оценивается ее состояние (целостность);

л) указывается конструкция покровного слоя, количество слоев, материалы, оценивается состояние (наличие трещин, отслоений, степень увлажнения и т.д.);

м) 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);

н) 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;

п) 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 АВ
(рекомендуемое)
Форма акта сдачи-приемки пусконаладочных работ по вводу средств автоматизации

Утверждаю:
Главный инженер ОЭТС
_____ 20 __ г.

АКТ
сдачи-приемки пусконаладочных работ по вводу средств автоматизации

г._____ _____20___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[3] 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 _____ 20 __ г.

Перечень прилагаемой к Акту технической документации:

Сдали Приняли

[3] Форма ведомости приведена в приложении АВ.

Приложение АГ
(рекомендуемое)
Форма акта сдачи-приемки средств автоматизации из режимной наладки

Утверждаю:
Главный инженер ОЭТС
_____ 20 __ г.

АКТ № ___
сдачи-приемки средств автоматизации из режимной наладки

г._____ _____20___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 АВ).

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 _____ _____ 20 ___ г.

Перечень прилагаемой к Акту технической документации:

_____

_____

Сдали Приняли

Приложение АД
(рекомендуемое)
Форма ведомости налаженных приборов и средств автоматизации

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)

Приложение АЕ
(рекомендуемое)
Методические рекомендации по гидропневматической промывке водяных тепловых сетей

АЕ.1 Общие положения и рекомендации по промывке тепловых сетей

АЕ.1.1 Настоящем приложении приведены рекомендуемые средства измерений, подготовительные мероприятия, режимы и порядок гидропневматической промывки участков трубопровода в тепловых сетях диаметром до 500 мм.

Промывка трубопроводов диаметром свыше 500 мм требует дополнительных научно-технических исследований, связанных с возможностью получения требуемых скоростей водовоздушной смеси и необходимостью выноса дренажных отводов за территорию инженерных коммуникаций и городских застроек. В каждом конкретном случае это требует проектной проработки.

АЕ.1.2 Целью промывки водяных тепловых сетей является очистка трубопроводов от строительно-монтажного мусора, окалины, ржавчины и различных отложений, накапливающихся в процессе эксплуатации.

АЕ.1.3 Гидропневматический способ промывки является наиболее рациональным, так как простота его осуществления в сочетании с достаточной эффективностью и экономичностью по затратам рабочего времени и промывочной воды создают значительные преимущества перед обычной промывкой гидравлическим способом.

АЕ.1.4 Гидропневматическая промывка должна производиться по окончании строительства тепловых сетей, а в действующих сетях:

- после капитального ремонта;
- после перекладки трубопроводов;
- при увеличении гидравлического сопротивления;
- при загрязненности и неприятном запахе сетевой воды, особенно в открытых системах теплоснабжения.

АЕ.1.5 Для достижения необходимых скоростей водовоздушной смеси промывка тепловой сети должна производиться отдельными участками.

Протяженность промываемых участков трубопроводов определяется в зависимости от диаметра промываемых трубопроводов и не должна превышать 500 м для D_y до 250 мм и 1000 м для D_y от 300 до 500 мм.

При выделении участков тепловой сети, подлежащих промывке, необходимо учитывать возможность сброса водовоздушной смеси в конце участка.

АЕ.1.6 Для промывки открытых и закрытых систем используется вода из питьевого или технического водопровода или сетевая вода из систем теплоснабжения (по согласованию с эксплуатирующей организацией).

В открытых системах теплоснабжения окончательная промывка трубопроводов тепловых сетей должна производиться водой питьевого качества до достижения в сбрасываемой промывочной воде показателей, соответствующих санитарным нормам на питьевую воду.

АЕ.1.7 Источником сжатого воздуха являются стационарные или передвижные компрессорные установки.

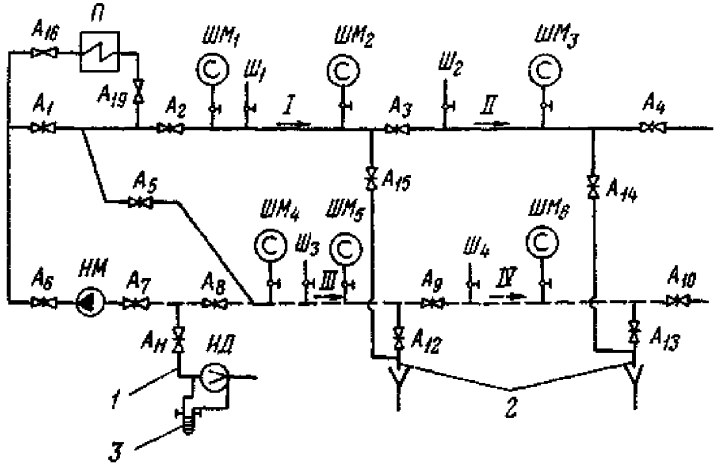
На трубопроводе сжатого воздуха должны быть установлены: задвижка, обратный клапан и штуцера с вентилем диаметром 15 мм для манометров до и после обратного клапана (рисунок Ае.1).

АЕ.1.8 Сброс промывочной воды осуществляется в канализационный колодец или в отводный канал, способный принять и сдренировать эту воду в период промывки. Дренажная отводящая труба у промываемого участка трубопровода должна быть надежно закреплена, ее свободный конец должен быть открыт, под ним должен быть установлен деревянный или стальной щит, предохраняющий грунт от размыва.

АЕ.1.9 Эффективность гидропневматической промывки в действующих тепловых сетях может оцениваться в зависимости от снижения гидравлического сопротивления трубопровода, определяемого гидравлическими испытаниями сети до и после промывки.

АЕ.1.10 Для промывки обратного трубопровода предусматривается врезка перемычки за сетевым насосом в обратный трубопровод за задвижкой на выводе источника тепла (см. рисунокАе.1).

АЕ.1.11 Условные проходы перемычек, дренажных отводов для спуска промывочной воды, штуцеров для сжатого воздуха выбираются в зависимости от диаметров условных проходов промываемых трубопроводов и в соответствии с таблицей АЕ.1.



I, *II*, *III*, *IV* – номера участков; —— промываемый участок трубопровода; – - – - обратный трубопровод; П – водоподогревательная установка; НМ – сетевой насос; $Ш_1$- $Ш_4$ – штуцера с краном для подключения сжатого воздуха; $ШМ_1$-$ШМ_6$ – штуцера с вентилем диаметром 15 мм и манометром; ИД – сужающее устройство для измерения расхода по перепаду давлений; $А_1$-$А_{15}$ – открытые задвижки; $А_{16}$, $А_{19}$ – закрытые задвижки; 1 – подпиточный трубопровод технической воды: 2 – дренажный отвод для сброса воды; 3 – дифманометр

Рисунок АЕ.1 – Принципиальная гидропневматическая схема промываемых участков тепловой сети

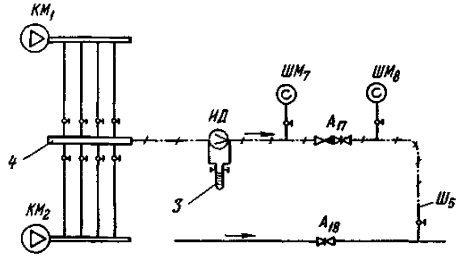
Таблица АЕ.1 – Рекомендуемые условные проходы перемычек, дренажных отводов для спуска промывочной воды и штуцеров для сжатого воздуха

Наименование	Диаметр условного прохода трубопровода, мм				
	50-80	100-150	200-250	300-450	500
Условный проход перемычки	50	80	150	200	300
Условный проход штуцера для подачи сжатого воздуха	25	40	40	50	80
Условный проход дренажного отвода для спуска промывочной воды	40	80	100	200	250

АЕ.2 Средства измерения

АЕ.2.1 Основными измеряемыми величинами при гидропневматической промывке являются: давление воды, воздуха и водовоздушной смеси, расход воды и воздуха. Схемы установки средств измерения при промывке приведены на рисунках Ае.1 и Ае.2.

АЕ.2.2 Для измерения давления воды, воздуха и водовоздушной смеси используются технические пружинные манометры типа МТИ класса 0,6, которые устанавливаются в соответствии с техническим описанием и инструкцией по эксплуатации.



–·–·– сжатый воздух; ——— сырая техническая вода; $КМ_1$, $КМ_2$ – компрессоры; $Ш_5$ – штуцер с краном для подключения сжатого воздуха; $ШМ_7$, $ШМ_8$ – штуцера с вентилем диаметром 15 мм и манометром; 3 – дифманометр; 4 – коллектор; ИД – сужающее устройство для измерения расхода по перепаду давлений; $А_{17}$, $А_{18}$ – открытые задвижки

Рисунок Ае.2 – Гидропневматическая схема подключения компрессоров к промываемому участку трубопровода

АЕ.2.3 Для измерения расходов воды и воздуха используются стандартные сужающие устройства (измерительные диафрагмы). К сужающим устройствам присоединяются расходомеры переменного перепада давлений класса 1,5.

АЕ.2.4 Все применяемые при испытаниях средства измерения должны иметь действующие клейма о государственной или ведомственной поверках, а расчеты сужающих устройств должны быть проверены в территориальных органах Госстандарта.

АЕ.3 Подготовка тепловой сети к промывке

АЕ.3.1 Гидропневматическая промывка водяной тепловой сети должна производиться под руководством специально назначенного ответственного лица – руководителя работ (по наряду).

АЕ.3.2 До начала промывки составляется рабочая программа промывки с перечнем подготовительных мероприятий, которая утверждается главным инженером предприятия тепловых сетей и согласовывается с главным инженером ТЭЦ.

АЕ.3.3 В рабочей программе должно быть отражено следующее:

- задачи промывки;
- параметры режимов промывки по участкам;
- схема включения оборудования ТЭЦ;
- схема промывки тепловой сети;
- схема подключения компрессоров к тепловой сети;
- места установки арматуры;
- места установки средств измерений;
- места врезки и размеры перемычек между подающей и обратной линиями тепловой сети;
- места врезки штуцеров для подключения сжатого воздуха;
- места врезки дренажных отводов для сброса водовоздушной смеси;
- порядок открытия секционных задвижек, перемычек;
- тип и подача сетевых насосов;
- тип, количество и подача компрессоров;
- измеряемые параметры;
- перечень лиц, ответственных за обеспечение заданных режимов на ТЭЦ и в тепловой сети;
- количество наблюдателей, необходимых для проведения измерений на ТЭЦ, компрессорной установке, в местах сброса водовоздушной смеси на тепловой сети;
- необходимые для проведения промывки транспортные средства;
- геодезические отметки в начале и конце промываемых участков;
- мероприятия по технике безопасности.

АЕ.3.4 В рабочей программе указывается очередность промывки участков тепловой сети и последовательность операций при их промывке.

АЕ.3.5 Перечень подготовительных мероприятий должен включать следующие работы:

а) на ТЭЦ:

- разработку схемы включения оборудования при промывке;
- проверку готовности используемого оборудования;
- проверку и установку средств измерения;
- проверку источника промывочной воды;

б) в тепловой сети:

- осмотр тепловой сети для определения мест подключения компрессоров, сброса водовоздушной смеси, наличия арматуры и перемычек;
- отключение ответвлений от промываемой магистрали;
- организацию пунктов наблюдения для контроля режима промывки;
- установку в пунктах наблюдения средств измерения.

АЕ.3.6 Пункты наблюдения организуются в тепловой сети в местах подключения воздуха к трубопроводу и сброса водовоздушной смеси. Для объезда трассы тепловой сети на время промывки должен быть выделен автотранспорт.

АЕ.3.7 Отключение всех систем теплопотребления промываемой магистрали производится первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающих и обратных трубопроводах.

АЕ.3.8 Персонал, участвующий в гидропневматической промывке, должен быть ознакомлен с рабочей программой промывки и возлагаемыми на него обязанностями.

Персонал в местах наблюдения должен быть обеспечен средствами для оперативной связи с руководителем работ.

АЕ.3.9 До начала промывки должно быть проверено выполнение мероприятий по технике безопасности.

АЕ.3.10 Продолжительность промывки определяется осветленностью промывочной воды и зависит от:

- степени загрязненности трубопроводов;
- протяженности промываемого участка при нормальных условиях;
- скорости прохождения водовоздушной смеси V, м/с.
- соотношения объемных расходов воздуха и воды m:

$$m = \frac{L}{G}\ , \qquad \text{(Ае.1)}$$

где L – расход сжатого в компрессоре воздуха, м^3/ч;

G – расход воды, м^3/ч;

Наибольший эффект от гидропневматической промывки достигается при соотношения объемных расходов воздуха и воды (m) в пределах от 2 до 5 и скорости прохождения водовоздушной смеси (V) в пределах от 1,5 до 5 м/с.

АЕ.3.11 Схема промывки водяных тепловых сетей показана на рисунке Ае.1. Она предусматривает раздельную промывку подающего и обратного трубопроводов участками, протяженность которых выбирается в пределах, указанных в п.Ае.1.5, с подачей воды и сжатого воздуха в начале промываемого участка и сбросом в конце участка. Подача воды при промывке осуществляется сетевым насосом водоподогревательной установки, а подпитка сети – от технического водопровода. Могут быть изысканы другие источники промывочной воды, в этом случае схема соответственно корректируется.

АЕ.4 Расчет режима промывки тепловой сети

АЕ.4.1 В расчет режима промывки входит определение требуемых расходов воды, воздуха и необходимого давления в начале промываемого участка.

АЕ.4.2 Режим гидропневматической промывки рассчитывается для каждого промываемого участка в такой последовательности:

АЕ.4.2.1 Для данного диаметра трубопровода в зависимости от скорости водовоздушной смеси и значения m по приложению 1 выбирается реально достижимый расход воды и воздуха, а также определяются удельные потери давления водовоздушной смеси.

АЕ.4.2.2 Определяются потери давления на промываемом участке $\Delta P_{см}$ (МПа) при прохождении водовоздушной смеси:

$$\Delta P_{см} = \Delta h_{см} \ell_{пр} \beta 10^{-5}\ , \qquad \text{(Ае.2)}$$

где $\Delta h_{см}$ – удельные потери давления водовоздушной смеси, кгс/(м^2·м);

$\ell_{пр}$ – приведенная длина промываемого участка (м), в которую входит линейная длина $\ell_{л}$ и местное сопротивление. Для труб диаметром до 350 мм $\ell_{пр} = 1,5 \cdot \ell_{л}$, диаметром от 400 до 500 мм $\ell_{пр} = 1,7 \cdot \ell_{л}$;

β – поправочный коэффициент к удельным потерям, зависящий от фактической эквивалентной шероховатости труб промываемого участка, определенной в результате гидравлических испытаний (приложение Ае.Б).

АЕ.4.2.3 Определяются потери давления в дренажном отводе $\Delta P_{др}$ (МПа):

$$\Delta P_{др} = K_{см} \Delta h_{в} \ell_{др.пр} 10^{-5} \qquad \text{(Ае.3)}$$

где $K_{см}$ – переводной коэффициент для определения удельных потерь давления водовоздушной смеси

$$K_{см} = 1,3\left(1 + \frac{0,66m}{1 + 0,34m}\right)^2 \qquad \text{(Ае.4)}$$

(для $m = 2$ $K_{см} = 4,1$; $m = 3$ $K_{см} = 5,1$; $m = 4$ $K_{см} = 5,8$; для $m = 5$ $K_{см} = 6,4$);

$\Delta h_{в}$ – удельные потери давления в дренажном отводе, кгс/(м^2·м), определяемые по номограммам для расчета гидравлических потерь по диаметру, отвода и заданному расходу воды (приложение Ае.А);

$\ell_{др.пр}$ - приведенная длина дренажного отвода, м.

АЕ.4.2.4 Определяется необходимое давление водовоздушной смеси P_2 (МПа) в конце промываемого участка:

$$P_2 = 0,05 + \Delta P_{др} \qquad \text{(Ае.5)}$$

АЕ.4.2.5 Определяется необходимое давление водовоздушной смеси в начале участка p_1 (МПа):

$$P_1 = P_2 + \Delta P_{см} + \frac{Z}{100} \qquad \text{(Ае.6)}$$

где Z – разность отметок оси трубопровода в точках ввода и сброса водовоздушной смеси на промываемом участке, м. Если точка сброса расположена выше точки ввода, то Z принимается со знаком «плюс», если ниже – со знаком «минус».

Полученное значение p_1 определяет давление, которое должно обеспечиваться компрессорной установкой.

АЕ.4.2.6 Расчетная подача компрессоров $L_{КОМ}$ (м^3/мин) определяют по минутному расходу сжатого воздуха:

$$L_{ком} = \frac{L_{возд}}{60} \qquad \text{(Ае.7)}$$

где $L_{возд}$ – расход воздуха, м^3/ч.

Тип и количество компрессоров выбираются в соответствии с их расчетной подачей.

АЕ.5 Проведение промывки

АЕ.5.1 Промывка производится согласно составленной программе в такой последовательности:

АЕ.5.1.1 Отключаются системы абонентов и переключается участок сети для проведения промывки согласно общей схеме промывки.

АЕ.5.1.2 Совместная гидропневматическая промывка тепловых сетей и систем теплопотребления не допускается.

АЕ.5.1.3 Тепловая сеть заполняется водой.

АЕ.5.1.4 Включаются насосы, подающие воду для промывки, давление воды доводится до расчетного значения, затем открывается задвижка на дренажном трубопроводе.

АЕ.5.1.5 Включается компрессорная установка, расход воздуха доводится до расчетного значения.

АЕ.5.1.6 Через каждые 15-20 мин прекращается на 5 мин подача воздуха в промываемый участок, затем режим промывки восстанавливается.

АЕ.5.2 Промывка осуществляется до полного осветления водовоздушной смеси, после чего в течение 15 мин она производится только водой.

По окончании промывки первого участка магистрали промывается следующий.

АЕ.5.3 Все операции, связанные с переключениями участков сети и вводом в работу сетевых и подпиточных насосов, включением и отключением компрессоров, выполняются по утвержденной программе и записываются в оперативный журнал. Переключения с участка на другой участок производятся при остановленных сетевых и подпиточных насосах и компрессорах.

АЕ.5.4 После промывки промывочная вода удаляется и заменяется деаэрированной.

АЕ.5.5 После окончания промывки должны быть проверены опоры, компенсаторы и запорная арматура.

АЕ.6 Требования правил безопасности при проведении работ

АЕ.6.1 При проведении гидропневматической промывки тепловой сети должны соблюдаться требования правил безопасности, предусмотренные СТО 7023842.27.010.006-2009.

АЕ.6.2 Персонал, участвующий в промывке, должен пройти полный инструктаж по правилам безопасности.

АЕ.6.3 Запрещается производство ремонтных и других работ на участках тепловой сети во время промывки.

АЕ.6.4 Запрещается нахождение вблизи промываемых трубопроводов лиц, не участвующих непосредственно в промывке.

АЕ.6.5 Запрещается пребывание людей в камерах и проходных каналах промываемого участка тепловой сети во время подачи воздуха в промываемые трубопроводы.

АЕ.6.6 Трубопроводы, на которых производится сброс водовоздушной смеси, на всем протяжении должны быть надежно закреплены.

АЕ.6.7 Места сброса водовоздушной смеси из промываемых трубопроводов должны быть ограждены.

АЕ.6.8 При использовании шлангов для подвода сжатого воздуха от компрессора к промываемым трубопроводам соединять их со штуцерами следует специальными хомутиками; на штуцерах должна быть насечка, предотвращающая

сползание с них шланга. На каждом соединении должно быть не менее двух хомутиков.

Запрещается использование шлангов, не рассчитанных на требуемое давление.

АЕ.6.9 Обратный клапан на воздухопроводе должен быть хорошо притерт и проверен на плотность гидропрессом.

АЕ.7 Пример расчета режима промывки

Требуется промыть участок магистрали диаметром D_y 400 мм, длиной 900 м. Расход водовоздушной смеси на промывку при V = 2,5 м/с составляет 1200 м^3/ч (см. приложение Ае.А).

Фактическое значение эквивалентной шероховатости труб составляет K = 3,0 мм; дренажная труба диаметром 200 мм, длиной 12 м, с подъемом на высоту Z = 2 м. Требуется найти необходимое давление водовоздушной смеси в начале промываемого участка.

АЕ.7.1 Принимается соотношение объемных расходов воздуха и воды m = 3.

АЕ.7.2 По таблице АЕ.Б приложения АЕ находим расходы воды 300 м^3/ч, воздуха 900 м^3/ч и удельные потери давления водовоздушной смеси $\Delta h_{см} = 5,6$ кгс/(м^2·м).

АЕ.7.3 По приложению Ае.Б поправочный коэффициент на эквивалентную шероховатость $\beta = 1,66$ $\beta = 1,66$

АЕ.7.4 Потери давления на промываемом участке находятся по формуле (Ае.2):

$$\Delta P_{см} = 5,6 \cdot 1,7 \cdot 900 \cdot 1,66 \cdot 10^{-5} = 0,142 \text{ МПа (1,42 кгс/см}^2\text{)}.$$

АЕ.7.5 Удельные потери давления в дренажном отводе при расходе воды 300 м^3/ч по номограмме для труб диаметром D_y = 200 мм (см. приложение Ае.Б) составляют 45 кгс/(м^2·м).

Потери давления в этом отводе при протекании водовоздущной смеси находятся по формуле (Ае.3):

$$\Delta P_{др} = 5,1 \cdot 45 \cdot 1,5 \cdot 12 \cdot 10^{-5} = 0,041 \text{ МПа (0,41 кгс/см}^2\text{)}.$$

АЕ.7.6 Необходимое давление водовоздушной смеси в конце промываемого участка по формуле (Ае.5)

P_2 = 0,05 + 0,041 = 0,091 МПа (0,91 кгс/см^2).

АЕ.7.7 Давление смеси в начале промываемого участка определяют по формуле (Ае.6):

P_1 = 0,091 + 0,142 + 0,02 = 0,253 МПа (2,53 кгс/см^2).

АЕ.7.8 Расчетная подача компрессоров $L_{КОМ}$ (м^3/мин) определяют по формуле (Ае.7):

$$L_{ком} = \frac{900}{60} = 15 \text{ м}^3\text{/мин}.$$

Для промывки необходимо иметь два компрессора ДК-9.

Приложение АЕ.А
(рекомендуемое)
Расчетные параметры для гидропневматической промывки водяных тепловых сетей по заданным диаметрам трубопроводов и скорости водовоздушной смеси в пределах от 1,5 до 5,0 м/с

Таблица Ае.А.1 – Расчетные параметры для гидропневматической промывки водяных тепловых сетей по заданным диаметрам трубопроводов и скорости водовоздушной смеси V = 1,5 м/с

Показатели	Диаметр трубопровода, мм												
	50	70	80	100	125	150	200	250	300	350	400	450	500
	Расход водовоздушной смеси, м^3/ч												
	10	20	30	40	70	90	180	280	400	520	720	900	1100
При соотношении объемных расходов воздуха и воды m = 2													
Расход воды, м^3/ч	3	7	10	15	20	30	60	90	130	180	240	300	370
Расход воздуха, м^3/ч	7	13	20	25	50	60	120	190	270	340	480	600	730
Удельные потери давления воды $\Delta h_в$, кгс/(м^2·м)	7,4	7,0	6,0	4,5	2,5	2,2	1,7	1,2	0,95	0,8	0,7	0,6	0,5
Удельные потери давления водовоздушной смеси $\Delta h_{см}$, кгс/(м^2·м)	30,3	28,7	24,6	18,5	10,3	9,0	7,0	4,9	3,9	3,3	2,9	2,5	2,1
При соотношении объемных расходов воздуха и воды m = 3													
Расход воды, м^3/ч	3	5	7	10	20	25	45	70	100	130	180	230	280
Расход воздуха, м^3/ч	7	15	23	30	50	65	135	210	300	390	540	670	820
Удельные потери давления воды $\Delta h_в$, кгс/(м^2·м)	7,4	3,7	2,8	2,0	2,5	1,5	1,0	0,7	0,56	0,42	0,4	0,35	0,3
Удельные потери давления водовоздушной смеси $\Delta h_{см}$, кгс/(м^2·м)	37,7	18,9	14,3	10,2	12,8	7,7	5,1	3,6	2,9	2,1	2,0	1,8	1,5
При соотношении объемных расходов воздуха и воды m = 4													
Расход воды, м^3/ч	2	4	6	8	15	20	35	55	80	110	150	180	220
Расход воздуха, м^3/ч	8	16	24	32	55	70	145	225	320	410	570	720	880
Удельные потери давления воды $\Delta h_в$, кгс/(м^2·м)	3,3	2,4	2,0	1,3	1,4	0,95	0,6	0,45	0,35	0,3	0,28	0,22	0,18
Удельные потери давле-	19,1	13,9	11,6	7,5	8,1	5,5	3,5	2,6	2,0	1,7	1,6	1,3	1,0

Показатели	Диаметр трубопровода, мм												
	50	70	80	100	125	150	200	250	300	350	400	450	500
	Расход водовоздушной смеси, $м^3/ч$												
	10	20	30	40	70	90	180	280	400	520	720	900	1100
ния водовоздушной смеси $\Delta h_{см}$, кгс/($м^2$·м)													
При соотношении объемных расходов воздуха и воды m = 5													
Расход воды, $м^3/ч$	2	3	5	7	10	15	30	45	65	90	120	150	190
Расход воздуха, $м^3/ч$	8	17	25	33	60	75	150	235	335	430	600	750	910
Удельные потери давления воды $\Delta h_в$, кгс/($м^2$·м)	3,3	1,3	1,4	1,0	0,6	0,55	1,42	0,3	0,25	0,2	0,17	0,15	0,14
Удельные потери давления водовоздушной смеси $\Delta h_{см}$, кгс/($м^2$·м)	21,1	8,3	9,0	6,4	3,8	3,5	2,7	1,9	1,6	1,3	1,1	0,96	0,9

Таблица АЕ.А.2 – Расчетные параметры для гидропневматической промывки водяных тепловых сетей по заданным диаметрам трубопроводов и скорости водовоздушной смеси V= 2,0 м/с

Показатель	Диаметр трубопровода, мм												
	50	70	80	100	125	150	200	250	300	350	400	450	500
	Расход водовоздушной смеси, $м^3/ч$												
	15	30	40	55	90	130	240	380	540	700	960	1200	1500
При соотношении объемных расходов воздуха и воды m = 2													
Расход воды, $м^3/ч$	5	10	10	20	30	40	80	130	180	230	320	400	500
Расход воздуха, $м^3/ч$	10	20	30	35	60	90	160	250	360	470	640	800	1000
Удельные потери давления воды $\Delta h_в$, кгс/($м^2$·м)	20,0	15,0	6,0	8,5	5,5	3,8	3,1	2,5	1,8	1,3	1,2	1,1	0,9
Удельные потери давления водовоздушной смеси $\Delta h_{см}$, кгс/($м^2$·м)	82,0	61,5	24,6	34,8	22,6	15,6	12,7	10,3	7,4	5,3	4,9	4,5	3,7
При соотношении объемных расходов воздуха и воды m = 3													
Расход воды, $м^3/ч$	5	8	10	15	25	30	60	100	140	180	240	300	380
Расход воздуха, $м^3/ч$	10	22	30	40	65	100	180	280	400	520	720	900	1120
Удельные потери давле-	20,0	9,2	6,0	4,5	4,0	2,2	1,7	1,4	1,1	0,8	0,7	0,6	0,5

Показатель	Диаметр трубопровода, мм												
	50	70	80	100	125	150	200	250	300	350	400	450	500
	Расход водовоздушной смеси, $м^3/ч$												
	15	30	40	55	90	130	240	380	540	700	960	1200	1500
ния воды $\Delta h_в$, кгс/($м^2 \cdot м$)													
Удельные потери давления водовоздушной смеси $\Delta h_{см}$, кгс/($м^2 \cdot м$)	102,0	46,9	30,6	23,0	20,4	11,2	8,7	7,1	5,6	4,1	3,6	3,1	2,6
При соотношении объемных расходов воздуха и воды $m = 4$													
Расход воды, $м^3/ч$	3	6	8	10	20	25	50	80	110	140	190	240	300
Расход воздуха, $м^3/ч$	12	24	32	45	70	105	190	300	430	560	770	960	1200
Удельные потери давления воды $\Delta h_в$, кгс/($м^2 \cdot м$)	7,4	5,3	3,7	2,0	2,5	1,5	1,2	0,9	0,6	0,48	0,45	0,38	0,34
Удельные потери давления водовоздушной смеси $\Delta h_{см}$, кгс/($м^2 \cdot м$)	42,9	30,7	21,5	11,6	14,5	8,7	7,0	5,2	3,5	2,8	2,6	2,2	2,0
При соотношении объемных расходов воздуха и воды $m = 5$													
Расход воды, $м^3/ч$	3	5	7	10	15	20	40	60	90	120	160	200	250
Расход воздуха, $м^3/ч$	12	25	33	45	75	110	200	320	450	580	800	1000	1250
Удельные потери давления воды $\Delta h_в$, кгс/($м^2 \cdot м$)	7,4	3,7	2,8	2,0	1,4	0,95	0,75	0,5	0,45	0,35	0,3	0,27	0,24
Удельные потери давления водовоздушной смеси $\Delta h_{см}$, кгс/($м^2 \cdot м$)	47,4	23,7	17,9	12,8	9,0	6,1	4,8	3,2	2,9	2,2	1,9	1,7	1,5

Таблица АЕ.А.3 – Расчетные параметры для гидропневматической промывки водяных тепловых сетей по заданным диаметрам трубопроводов и скорости водовоздушной смеси $V = 2,5$ м/с

Показатель	Диаметр трубопровода, мм												
	50	70	80	100	125	150	200	250	300	350	400	450	500
	Расход водовоздушной смеси, $м^3/ч$												
	20	35	50	70	110	160	300	460	680	850	1200	1500	1800
При соотношении объемных расходов воздуха и воды $m = 2$													
Расход воды, $м^3/ч$	7	10	15	20	35	55	100	150	230	280	400	500	600
Расход воздуха, $м^3/ч$	13	25	35	50	75	105	200	310	450	570	800	1000	1200
Удельные потери давления воды $\Delta h_в$, $кгс/(м^2 \cdot м)$	40,0	15,0	13,0	8,5	7,5	7,3	5,0	3,3	3,0	2,0	2,0	1,7	1,3
Удельные потери давления водовоздушной смеси $\Delta h_{см}$, $кгс/(м^2 \cdot м)$	164,0	61,5	53,3	34,9	30,8	30,0	20,5	13,5	12,3	8,2	8,2	7,0	5,3
При соотношении объемных расходов воздуха и воды $m = 3$													
Расход воды, $м^3/ч$	5	10	10	20	30	40	75	120	170	210	300	380	450
Расход воздуха, $м^3/ч$	15	25	40	50	80	120	225	340	510	640	900	1120	1350
Удельные потери давления воды $\Delta h_в$, $кгс/(м^2 \cdot м)$	20,0	15,0	6,0	8,5	5,5	3,8	2,8	2,0	1,6	1,1	1,1	0,95	0,75
Удельные потери давления водовоздушной смеси $\Delta h_{см}$, $кгс/(м^2 \cdot м)$	102,0	76,5	30,6	43,4	28,1	19,4	14,3	10,2	8,2	5,6	5,6	4,9	3,8
При соотношении объемных расходов воздуха и воды $m = 4$													
Расход воды, $м^3/ч$	4	7	10	15	20	30	60	90	140	170	240	300	360
Расход воздуха, $м^3/ч$	16	28	40	55	90	130	240	370	540	680	960	1200	1440
Удельные потери давления воды $\Delta h_в$, $кгс/(м^2 \cdot м)$	13,0	7,0	6,0	4,5	2,5	2,2	1,7	1,2	1,1	0,7	0,7	0,6	0,47
Удельные потери давления водовоздушной смеси $\Delta h_{см}$, $кгс/(м^2 \cdot м)$	75,4	40,6	34,8	26,1	14,5	12,8	10,0	7,0	6,4	4,1	4,1	3,5	2,7
При соотношении объемных расходов воздуха и воды $m = 5$													
Расход воды, $м^3/ч$	3	6	10	10	20	25	50	80	110	140	200	250	300
Расход воздуха, $м^3/ч$	17	29	40	60	90	135	250	380	570	710	1000	1250	1500

Показатель	Диаметр трубопровода, мм												
	50	70	80	100	125	150	200	250	300	350	400	450	500
	Расход водовоздушной смеси, $м^3/ч$												
	20	35	50	70	110	160	300	460	680	850	1200	1500	1800
Удельные потери давления воды $\Delta h_в$, кгс/($м^2 \cdot м$)	7,4	5,3	6,0	2,0	2,5	1,5	1,2	0,9	0,6	0,48	0,48	0,40	0,34
Удельные потери давления водовоздушной смеси $\Delta h_{см}$, кгс/($м^2 \cdot м$)	47,4	33,9	38,4	12,8	16,0	9,6	7,7	5,8	3,8	3,1	3,1	2,6	2,2

Таблица АЕ.А.4 – Расчетные параметры для гидропневматической промывки водяных тепловых сетей по заданным диаметрам трубопроводов и скорости водовоздушной смеси $V = 3,0$ м/с

Показатель	Диаметр трубопровода, мм												
	50	70	80	100	125	150	200	250	300	350	400	450	500
	Расход водовоздушной смеси, $м^3/ч$												
	25	40	60	85	130	190	360	560	800	1000	1400	1800	2200
При соотношении объемных расходов воздуха и воды $m = 2$													
Расход воды, $м^3/ч$	8	10	20	30	40	65	120	190	270	330	470	600	730
Расход воздуха, $м^3/ч$	17	30	40	55	90	125	240	370	530	670	930	1200	1470
Удельные потери давления воды $\Delta h_в$, кгс/($м^2 \cdot м$)	52,0	15,0	23,0	19,0	10,0	10,0	7,0	5,2	4,2	2,7	2,8	2,5	1,8
Удельные потери давления водовоздушной смеси $\Delta h_{см}$, кгс/($м^2 \cdot м$)	213,2	61,5	94,3	77,9	41,0	41,0	28,7	21,3	17,2	11,1	11,5	10,3	7,4
При соотношении объемных расходов воздуха и воды $m = 3$													
Расход воды, $м^3/ч$	6	10	15	20	30	50	90	140	200	250	350	450	550
Расход воздуха, $м^3/ч$	19	30	45	65	100	140	270	420	600	750	1050	1350	1650
Удельные потери давления воды $\Delta h_в$, кгс/($м^2 \cdot м$)	29,0	15,0	13,0	8,5	5,5	6,3	4,0	3,0	2,3	1,6	1,4	1,3	1,1
Удельные потери давления водовоздушной смеси $\Delta h_{см}$, кгс/($м^2 \cdot м$)	147,9	76,5	66,3	43,4	28,1	32,1	20,4	15,3	11,7	8,2	7,1	6,6	5,6
При соотношении объемных расходов воздуха и воды $m = 4$													
Расход воды, $м^3/ч$	5	8	10	15	25	40	70	110	160	200	280	360	440

Показатель	Диаметр трубопровода, мм												
	50	70	80	100	125	150	200	250	300	350	400	450	500
	Расход водовоздушной смеси, $м^3/ч$												
	25	40	60	85	130	190	360	560	800	1000	1400	1800	2200
Расход воздуха, $м^3/ч$	20	32	50	70	105	150	290	450	640	800	1120	1440	1760
Удельные потери давления воды $\Delta h_в$, $кгс/(м^2 \cdot м)$	20,0	9,2	6,0	4,5	4,0	3,8	2,5	1,8	1,4	1,0	0,95	0,85	0,7
Удельные потери давления водовоздушной смеси $\Delta h_{см}$, $кгс/(м^2 \cdot м)$	116	53,4	34,8	26,1	23,2	22,0	14,5	10,4	8,1	5,8	5,5	4,9	4,1
При соотношении объемных расходов воздуха и воды $m = 5$													
Расход воды, $м^3/ч$	4	7	10	15	20	30	60	100	130	170	230	300	370
Расход воздуха, $м^3/ч$	21	33	50	70	110	160	300	460	670	830	1170	1500	1830
Удельные потери давления воды $\Delta h_в$, $кгс/(м^2 \cdot м)$	13,0	7,2	6,0	4,5	2,5	2,2	1,7	1,4	0,7	0,7	0,63	0,6	0,5
Удельные потери давления водовоздушной смеси $\Delta h_{см}$, $кгс/(м^2 \cdot м)$	83,2	46,1	38,4	28,8	16,0	14,1	10,9	9,0	4,5	4,5	4,0	3,8	3,2

Таблица АЕ.А.5 – Расчетные параметры для гидропневматической промывки водяных тепловых сетей по заданным диаметрам трубопроводов и скорости водовоздушной смеси $V = 4$ м/с

Показатель	Диаметр трубопровода, мм												
	50	70	80	100	125	150	200	250	300	350	400	450	500
	Расход водовоздушной смеси, $м^3/ч$												
	30	50	70	110	170	250	450	700	1000	1400	1800	2300	2900
При соотношении объемных расходов воздуха и воды $m = 2$													
Расход воды, $м^3/ч$	10	15	20	35	55	85	150	230	330	470	600	770	970
Расход воздуха, $м^3/ч$	20	35	50	75	115	165	300	470	670	930	1200	1530	1930
Удельные потери давления воды $\Delta h_в$, $кгс/(м^2 \cdot м)$	82,0	33,0	23,0	26,0	19,0	17,5	11,0	7,8	6,2	5,5	4,5	3,8	3,4
Удельные потери давления водовоздушной смеси $\Delta h_{см}$, $кгс/(м^2 \cdot м)$	336,2	135,3	94,3	106,6	77,9	71,8	45,1	32,0	25,4	22,6	18,5	15,6	13,9
При соотношении объемных расходов воздуха и воды $m = 3$													
Расход воды, $м^3/ч$	8	10	20	30	45	60	110	180	250	350	450	580	730
Расход воздуха, $м^3/ч$	22	40	50	80	125	190	340	520	750	1050	1350	1720	2170
Удельные потери давления воды $\Delta h_в$, $кгс/(м^2 \cdot м)$	52,0	15,0	23,0	19,0	12,0	8,5	5,8	4,7	3,5	3,0	2,5	2,2	1,9
Удельные потери давления водовоздушной смеси $\Delta h_{см}$, $кгс/(м^2 \cdot м)$	265,2	76,5	117,3	96,9	61,2	43,4	29,6	27,3	17,9	15,3	12,8	11,2	9,7
При соотношении объемных расходов воздуха и воды $m = 4$													
Расход воды, $м^3/ч$	6	10	15	20	35	50	90	140	200	280	360	460	580
Расход воздуха, $м^3/ч$	24	40	55	90	135	200	360	560	800	1120	1440	1840	2320
Удельные потери давления воды $\Delta h_в$, $кгс/(м^2 \cdot м)$	29,0	15,0	13,0	8,5	7,6	6,0	4,0	2,9	2,3	2,0	1,5	1,3	1,2
Удельные потери давления водовоздушной смеси $\Delta h_{см}$, $кгс/(м^2 \cdot м)$	168,2	87,0	75,4	49,3	44,1	34,8	23,2	16,8	13,3	11,6	8,7	7,5	7,0
При соотношении объемных расходов воздуха и воды $m = 5$													
Расход воды, $м^3/ч$	5	10	10	20	30	40	75	120	170	230	300	380	490

Показатель	Диаметр трубопровода, мм												
	50	70	80	100	125	150	200	250	300	350	400	450	500
	Расход водовоздушной смеси, $м^3/ч$												
	30	50	70	110	170	250	450	700	1000	1400	1800	2300	2900
Расход воздуха, $м^3/ч$	25	40	60	90	140	210	375	580	830	1170	1500	1920	2410
Удельные потери давления воды $\Delta h_в$, кгс/($м^2$·м)	20,0	15,0	6,0	8,5	5,5	3,8	2,8	2,0	1,6	1,3	1,1	0,9	0,9
Удельные потери давления водовоздушной смеси $\Delta h_{см}$, кгс/($м^2$·м)	128,0	96,0	38,4	54,4	35,2	24,3	17,9	12,8	10,2	8,3	7,0	5,8	5,8

Таблица АЕ.А.6 – Расчетные параметры для гидропневматической промывки водяных тепловых сетей по заданным диаметрам трубопроводов к скорости водовоздушной смеси $V = 5$ м/с

Показатель	Диаметр трубопровода, мм												
	50	70	80	100	125	150	200	250	300	350	400	450	500
	Расход водовоздушной смеси, $м^3/ч$												
	35	65	90	140	210	310	560	900	1250	1700	2300	2900	3600
При соотношении объемных расходов воздуха и воды $m = 2$													
Расход воды, $м^3/ч$	10	20	30	45	70	100	190	300	400	570	770	970	1200
Расход воздуха, $м^3/ч$	25	45	60	95	140	210	370	600	850	1130	1530	1930	2400
Удельные потери давления воды $\Delta h_в$, кгс/($м^2$·м)	82,0	60,0	50,0	40,0	32,0	25,0	17,0	13,0	9,0	8,0	7,4	6,4	5,0
Удельные потери давления водовоздушной смеси $\Delta h_{см}$, кгс/($м^2$·м)	336,2	246,0	205,0	164,0	131,2	102,5	69,7	53,3	36,9	32,8	30,3	26,2	20,5
При соотношении объемных расходов воздуха и воды $m = 3$													
Расход воды, $м^3/ч$	10	15	25	35	55	80	140	230	300	400	580	730	900
Расход воздуха, $м^3/ч$	25	50	65	105	155	230	420	670	950	1300	1720	2170	2700
Удельные потери давления воды $\Delta h_в$, кгс/($м^2$·м)	82,0	33,0	35,0	26,0	19,0	15,0	9,5	7,8	5,0	4,0	4,2	3,5	3,0
Удельные потери давления водовоздушной смеси $\Delta h_{см}$, кгс/($м^2$·м)	418,2	168,3	178,5	132,6	96,9	76,5	48,5	39,8	25,5	20,4	21,4	17,9	15,3

Показатель	Диаметр трубопровода, мм												
	50	70	80	100	125	150	200	250	300	350	400	450	500
	Расход водовоздушной смеси, $м^3/ч$												
	35	65	90	140	210	310	560	900	1250	1700	2300	2900	3600
При соотношении объемных расходов воздуха и воды $m = 4$													
Расход воды, $м^3/ч$	7	15	20	30	40	60	110	180	250	340	460	580	720
Расход воздуха, $м^3/ч$	28	50	70	110	170	250	450	720	1000	1360	1840	2320	2880
Удельные потери давления воды $\Delta h_б$, кгс/($м^2$·м)	40,0	33,0	23,0	19,0	10,0	8,5	5,8	4,7	3,5	3,0	2,7	2,2	1,8
Удельные потери давления водовоздушной смеси Δhсм, кгс/(м2·м)	232,0	191,4	133,4	110,2	58,0	49,3	33,6	27,3	20,3	17,4	15,7	12,8	10,4
При соотношении объемных расходов воздуха и воды $m = 5$													
Расход воды, $м^3/ч$	6	10	15	25	35	50	90	150	200	280	380	490	600
Расход воздуха, $м^3/ч$	29	55	75	115	165	260	470	750	1050	1420	1920	2410	3000
Удельные потери давления воды $\Delta h_б$, кгс/($м^2$·м)	29,0	15,0	13,0	12,5	7,6	6,0	4,0	3,3	2,3	2,0	1,8	1,5	1,3
Удельные потери давления водовоздушной смеси $\Delta h_{см}$, кгс/($м^2$·м)	185,6	96,0	83,2	80,0	48,6	38,4	25,6	21,1	14,7	12,8	11,5	9,6	8,3

Приложение АЕ.Б
(справочное)
Номограммы для расчета гидравлических потерь в водяных трубопроводах

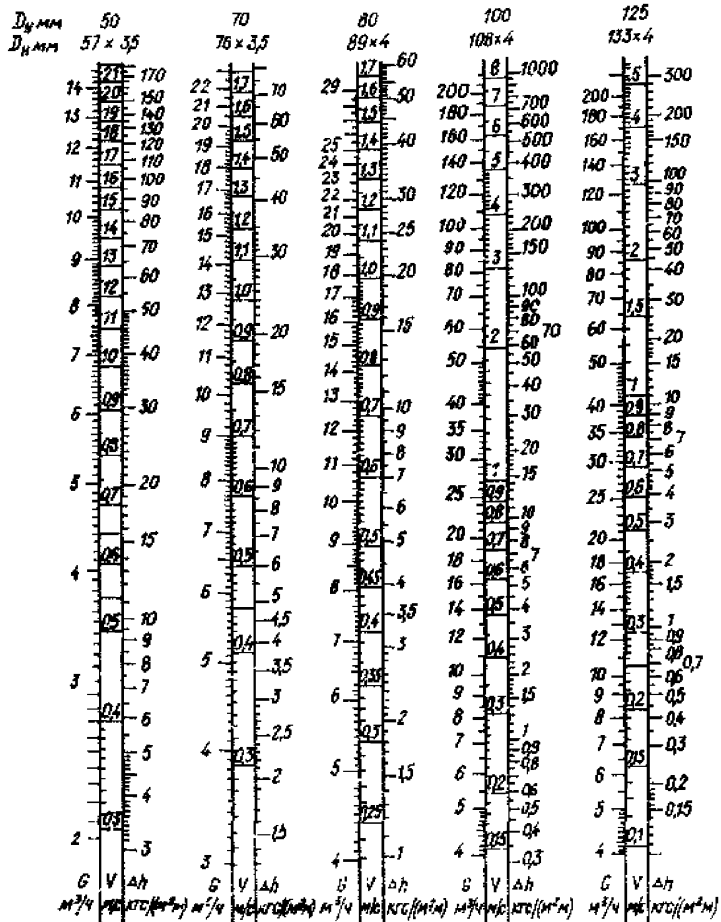


Рисунок АЕ.Б.1 – Номограммы для расчета гидравлических потерь в водяных трубопроводах (K = 0,5 мм; γ = 958 кг/м^3)

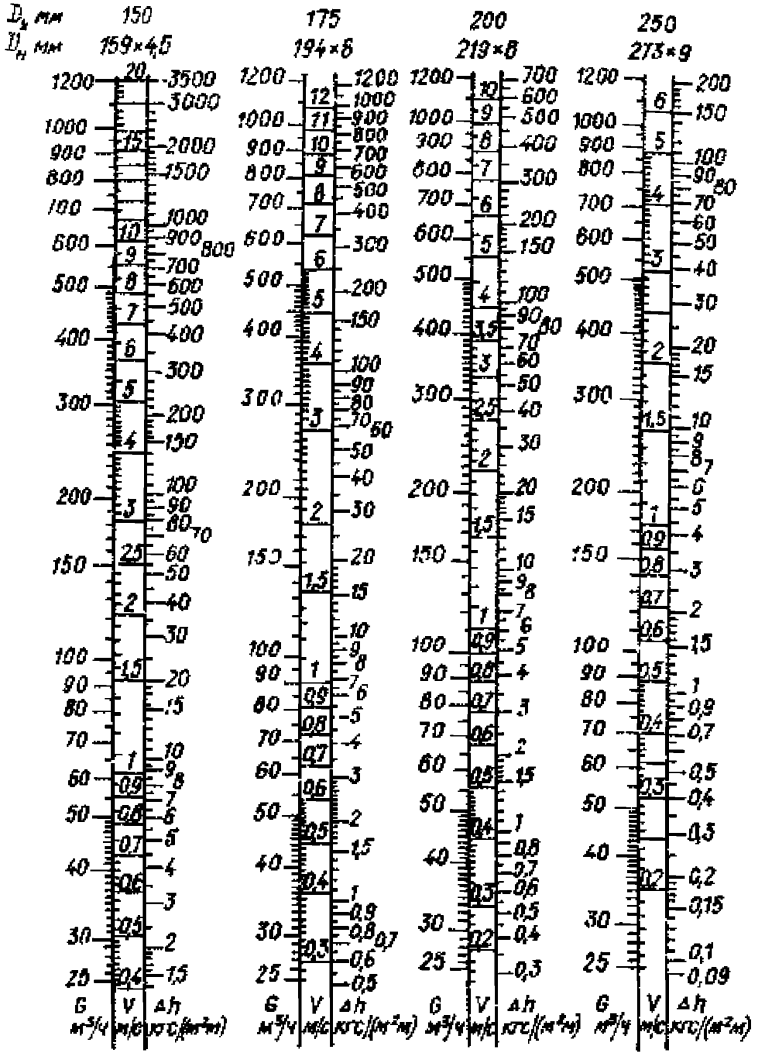


Рисунок АЕ.Б.2 – Номограммы для расчета гидравлических потерь в водяных трубопроводах (K = 0,5 мм; γ = 958 кг/м^3)

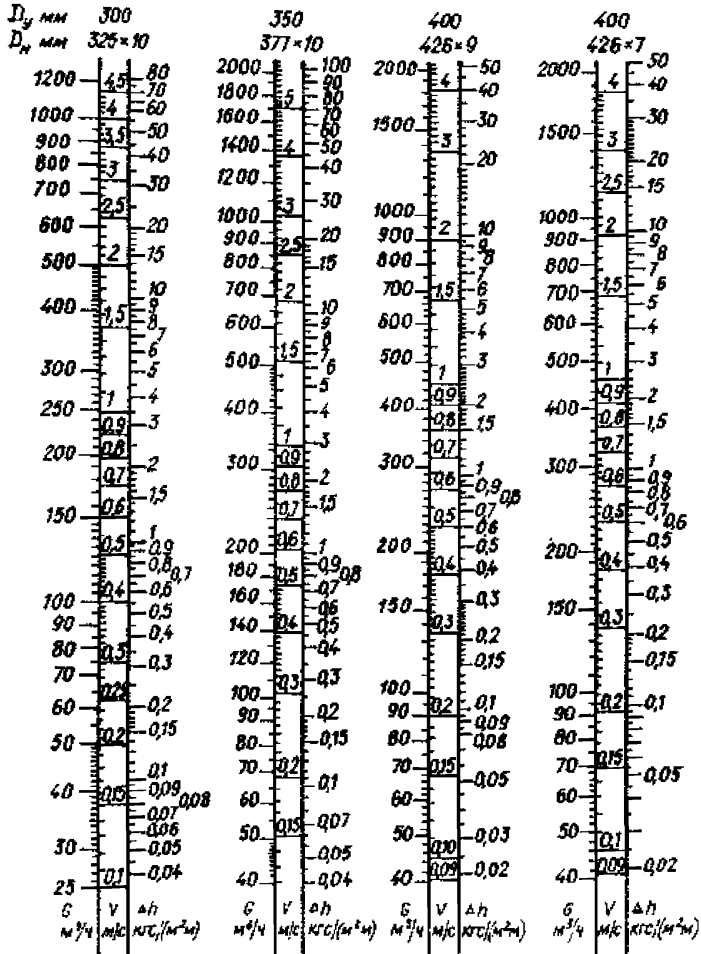


Рисунок АЕ.Б.3 – Номограммы для расчета гидравлических потерь в водяных трубопроводах (K = 0,5 мм; γ = 958 кг/м^3)

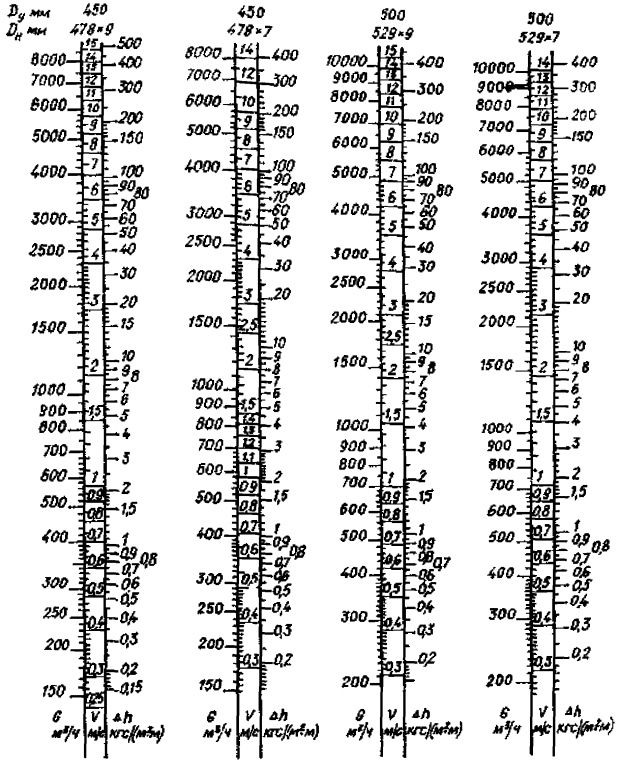


Рисунок АЕ.Б.4 – Номограммы для расчета гидравлических потерь в водяных трубопроводах (K = 0,5 мм; γ = 958 кг/м^3)

Приложение АЕ.В
(справочное)

Поправочные коэффициенты β к удельным потерям давления при эквивалентной шероховатости К ≥ 0,5 мм

Таблица АЕ.В.1

Условный диаметр трубопровода, мм	Внутренний диаметр трубопровода, мм	Эквивалентная шероховатость К, мм																	
		0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2
25	27	1,0	1,07	1,14	1,21	1,27	1,33	1,38	1,44	1,49	1,55	1,60	1,65	1,70	1,75	1,79	1,84	1,89	1,94
32	32	1,0	1,07	1,14	1,20	1,26	1,31	1,37	1,42	1,47	1,52	1,57	1,61	1,66	1,71	1,75	1,79	1,84	1,83
40	39	1,0	1,07	1,13	1,19	1,24	1,30	1,35	1,40	1,44	1,49	1,54	1,58	1,62	1,67	1,69	1,75	1,79	1,83
50	50	1,0	1,06	1,12	1,18	1,23	1,28	1,33	1,38	1,42	1,47	1,51	1,55	1,59	1,63	1,67	1,72	1,74	1,78
70	69	1,0	1,06	1,12	1,17	1,22	1,26	1,31	1,35	1,39	1,43	1,47	1,51	1,55	1,58	1,62	1,65	1,68	1,72
80	81	1,0	1,06	1,11	1,17	1,21	1,26	1,30	1,34	1,38	1,42	1,46	1,50	1,53	1,57	1,60	1,63	1,66	1,70
100	100	1,0	1,06	1,11	1,16	1,21	1,25	1,29	1,33	1,37	1,40	1,44	1,47	1,51	1,54	1,57	1,60	1,63	1,66
125	125	1,0	1,05	1,10	1,15	1,20	1,24	1,28	1,32	1,35	1,39	1,42	1,45	1,48	1,51	1,54	1,57	1,60	1,63
150	150	1,0	1,05	1,10	1,15	1,19	1,23	1,27	1,31	1,34	1,37	1,41	1,44	1,47	1,50	1,52	1,56	1,58	1,61
175	182	1,0	1,05	1,10	1,15	1,19	1,22	1,26	1,30	1,33	1,37	1,39	1,42	1,45	1,48	1,51	1,53	1,56	1,58
200	203	1,0	1,05	1,10	1,14	1,18	1,22	1,26	1,30	1,32	1,36	1,38	1,42	1,44	1,48	1,50	1,53	1,55	1,57
250	255	1,0	1,05	1,10	1,14	1,18	1,22	1,25	1,29	1,31	1,35	1,37	1,40	1,42	1,45	1,48	1,50	1,52	1,55
300	305	1,0	1,05	1,10	1,13	1,18	1,21	1,24	1,27	1,30	1,33	1,36	1,39	1,41	1,45	1,46	1,50	1,51	1,53
350	357	1,0	1,05	1,09	1,13	1,17	1,20	1,23	1,27	1,30	1,32	1,35	1,38	1,40	1,43	1,45	1,48	1,49	1,52
400	408	1,0	1,05	1,09	1,13	1,17	1,20	1,23	1,27	1,29	1,32	1,34	1,37	1,39	1,42	1,44	1,48	1,48	1,50
450	460	1,0	1,05	1,09	1,13	1,16	1,20	1,23	1,26	1,28	1,31	1,34	1,36	1,39	1,42	1,43	1,46	1,47	1,49
500	511	1,0	1,05	1,09	1,12	1,16	1,19	1,22	1,26	1,28	1,31	1,33	1,36	1,38	1,41	1,42	1,46	1,47	1,49
600	610	1,0	1,04	1,08	1,12	1,15	1,19	1,22	1,25	1,27	1,30	1,32	1,35	1,37	1,40	1,41	1,44	1,45	1,47
700	698	1,0	1,04	1,08	1,12	1,15	1,18	1,21	1,24	1,27	1,29	1,32	1,34	1,36	1,39	1,40	1,42	1,44	1,46
800	796	1,0	1,04	1,08	1,11	1,15	1,18	1,21	1,23	1,26	1,28	1,31	1,34	1,35	1,38	1,40	1,41	1,44	1,45
900	894	1,0	1,04	1,08	1,11	1,15	1,18	1,21	1,23	1,26	1,28	1,31	1,33	1,35	1,37	1,39	1,41	1,43	1,45
1000	992	1,0	1,04	1,08	1,11	1,14	1,17	1,20	1,23	1,25	1,28	1,30	1,32	1,34	1,36	1,38	1,40	1,42	1,44

Условный диаметр трубопровода, мм	Внутренний диаметр трубопровода, мм	Эквивалентная шероховатость К, мм																	
		2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0
25	27	1,98	2,03	2,08	2,12	2,17	2,21	2,25	2,30	2,34	2,39	2,43	2,47	2,52	2,56	2,60	2,65	2,69	2,73
32	32	1,92	1,97	2,01	2,05	2,09	2,13	2,17	2,21	2,25	2,29	2,33	2,37	2,41	2,45	2,49	2,53	2,56	2,60
40	39	1,87	1,91	1,94	1,98	2,02	2,06	2,09	2,13	2,17	2,20	2,24	2,27	2,31	2,34	2,38	2,41	2,45	2,48
50	50	1,82	1,85	1,89	1,92	1,96	1,99	2,02	2,05	2,09	2,12	2,16	2,19	2,22	2,25	2,28	2,32	2,35	2,38
70	69	1,75	1,78	1,81	1,84	1,88	1,91	1,94	1,96	1,99	2,02	2,05	2,08	2,11	2,14	2,16	2,19	2,22	2,25
80	81	1,73	1,76	1,79	1,82	1,85	1,88	1,90	1,93	1,96	1,99	2,02	2,04	2,07	2,10	2,12	2,15	2,17	2,20
100	100	1,69	1,72	1,75	1,78	1,80	1,83	1,86	1,88	1,91	1,93	1,96	1,98	2,01	2,03	2,06	2,08	2,11	2,13
125	125	1,66	1,69	1,71	1,74	1,76	1,79	1,81	1,84	1,86	1,89	1,91	1,93	1,96	1,98	2,00	2,02	2,05	2,07
150	150	1,63	1,66	1,68	1,71	1,73	1,76	1,78	1,80	1,83	1,85	1,87	1,89	1,92	1,94	1,96	1,98	2,00	2,02
175	182	1,61	1,63	1,66	1,68	1,70	1,73	1,75	1,77	1,79	1,81	1,84	1,86	1,88	1,90	1,92	1,94	1,96	1,98
200	203	1,60	1,62	1,64	1,67	1,69	1,71	1,73	1,75	1,78	1,80	1,82	1,84	1,86	1,88	1,90	1,92	1,93	1,95
250	255	1,57	1,59	1,62	1,64	1,66	1,68	1,70	1,72	1,74	1,76	1,78	1,80	1,82	1,83	1,85	1,87	1,89	1,91
300	305	1,55	1,57	1,60	1,62	1,64	1,66	1,68	1,69	1,71	1,73	1,75	1,77	1,79	1,80	1,82	1,84	1,86	1,87
350	357	1,54	1,56	1,58	1,60	1,62	1,64	1,66	1,68	1,69	1,71	1,73	1,75	1,76	1,78	1,80	1,81	1,83	1,85
400	408	1,53	1,55	1,57	1,58	1,60	1,62	1,64	1,66	1,68	1,69	1,71	1,73	1,74	1,76	1,78	1,79	1,81	1,82
450	460	1,52	1,53	1,55	1,57	1,59	1,61	1,63	1,65	1,66	1,68	1,70	1,71	1,73	1,74	1,76	1,77	1,79	1,80
500	511	1,51	1,53	1,54	1,56	1,58	1,60	1,62	1,63	1,65	1,67	1,68	1,70	1,71	1,73	1,74	1,76	1,77	1,79
600	610	1,49	1,51	1,53	1,55	1,56	1,58	1,60	1,61	1,63	1,65	1,66	1,68	1,69	1,71	1,72	1,74	1,75	1,76
700	698	1,48	1,50	1,52	1,53	1,55	1,57	1,58	1,60	1,62	1,63	1,65	1,66	1,68	1,69	1,70	1,72	1,73	1,75
800	796	1,47	1,49	1,51	1,52	1,54	1,56	1,57	1,59	1,60	1,62	1,63	1,65	1,66	1,68	1,69	1,70	1,72	1,73
900	894	1,46	1,48	1,50	1,51	1,53	1,53	1,56	1,58	1,59	1,61	1,62	1,63	1,65	1,66	1,68	1,69	1,70	1,71
1000	992	1,46	1,47	1,49	1,51	1,52	1,54	1,55	1,57	1,58	1,60	1,61	1,62	1,64	1,65	1,66	1,68	1,69	1,70

Приложение АЖ
(рекомендуемое)
Методические рекомендации по наладке и обслуживанию гидравлических регуляторов в системах теплоснабжения

АЖ.1 Основные положения

АЖ.1.1 Настоящее приложение определяет порядок наладки и обслуживания гидравлических регуляторов, применяемых при автоматизации объектов систем теплоснабжения, теплопотребления и источников тепловой энергии.

АЖ.1.2 Настоящие Методические рекомендации предназначены для ОЭТС, электростанций и котельных, работающих на органическом топливе, а также прочих предприятий, производящих работы по эксплуатации и ремонту гидравлических регуляторов в тепловых сетях

АЖ.1.3 Гидравлическая автоматическая система регулирования (ГАСР) – такая автоматическая система регулирования, в которой в качестве рабочей среды и носителя энергии для работы элементов АСР используется жидкость. В частности, в системах теплоснабжения в ГАСР используется вода.

Под объектом регулирования (ОР) понимается участок объекта регулирования от клапана до точки измерения регулируемого параметра.

АЖ.1.4 Различают регуляторы прямого (РПД) и непрямого действия (РНПД):

- регулятор прямого действия для перемещения регулирующего органа использует энергию, поступающую только от чувствительного элемента;
- регулятор непрямого действия для перемещения регулирующего органа использует энергию внешнего источника. Особенностью регуляторов в системах теплоснабжения является то, что для их работы используется внутренняя энергия (давление воды в трубопроводах).

Структурная схема замкнутой АСР с регулятором непрямого действия приведена на рисунке АЖ..1.

В настоящем приложении приняты следующие обозначения технологических параметров:

$У_{рег}$ - регулируемый параметр;

$У_{доп}$ - допустимое отклонение регулируемого параметра;

$Х_{зад}$ - заданное значение регулируемого параметра;

$Х_{рег}$ - регулирующее воздействие;

$Х_{в}$ - возмущающее воздействие;

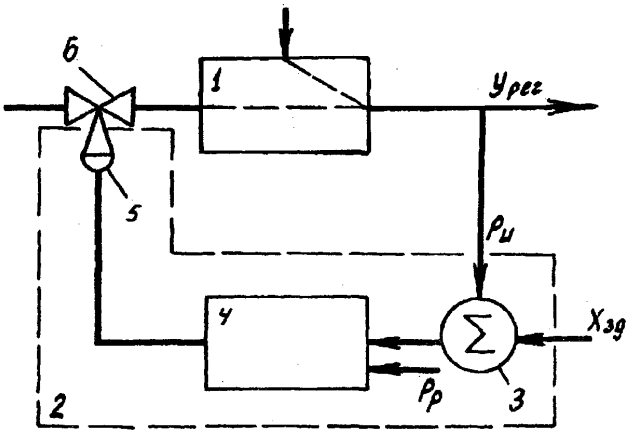
$Р_{х}$ - командное воздействие;

$Р_{и}^{+}$ - импульс на чувствительный элемент (плюсовой);

$Р_{и}^{-}$ - импульс на чувствительный элемент (минусовой);

$p_{р}$ - давление рабочей среды;

$p_{о}$ - давление рабочей среды в дренажных магистралях.



1 – объект регулирования; 2 – гидравлический регулятор; 3 – чувствительный элемент; 4 – усилительный элемент; 5 – исполнительный механизм; 6 – регулирующий орган

Рисунок АЖ.1 – Структурная схема замкнутой АСР с регулятором непрямого действия

АЖ.1.5 Факторы, вызывающие отклонение регулируемого параметра от его заданного значения и нарушающие равновесие в АСР, называются возмущающими воздействиями.

Внешним возмущающим воздействием (возмущением) называется воздействие на АСР внешней среды (например, воздействие нагрузки).

Внутренним возмущением называется воздействие одной части АСР на другую (например, изменение положения регулирующего органа или задатчика).

АЖ.1.6 В процессе наладки необходимо знать статические и динамические характеристики АСР:

- зависимость $Y_{\text{рег}} = f(X_{\text{рег}})$ выходной величины от входной в установившемся состоянии называется статической характеристикой;

- зависимость, связывающая выходной сигнал с входным $Y_{\text{рег}}(t) = f[X_{\text{рег}}(t)]$ в переходном режиме, возникающем при изменении входного сигнала, называется динамической характеристикой.

Статические свойства гидравлических регуляторов характеризуют следующие параметры:

K_{Γ} - пропускная способность РО;

$t, P, \Delta P$ - диапазоны настройки;

σ - зона пропорциональности;

γ - ширина петли гистерезиса;

ξ - зона нечувствительности.

АЖ.1.7 При нанесении возмущающего воздействия в АСР наблюдается переход из одного установившегося состояния в другое. Такой процесс носит название переходного процесса.

АЖ.1.8 Переходные процессы в замкнутой системе регулирования показаны на рисунке АЖ.2. С изменением коэффициента усиления регулятора $K_{\text{р}}$ изменяются и динамические свойства и характеристики замкнутой системы.

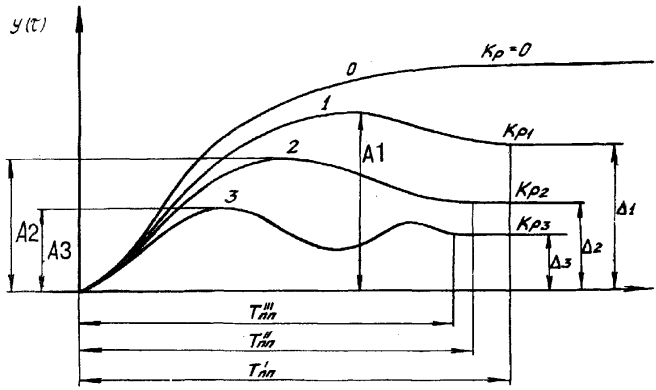


Рисунок АЖ.2 – Переходные процессы в замкнутой системе регулирования

Если регулятор отключен или не работает, то коэффициент усиления $K_р = 0$. $K_р = 0$. В этом случае при единичном ступенчатом изменении регулирующего воздействия регулируемая величина будет изменяться по кривой 0, которая точно соответствует разгонной характеристике объекта регулирования, зависящей от свойств объекта.

АЖ.1.9 Перед включением регуляторов в режим автоматического регулирования его динамические характеристики должны быть настроены на динамические характеристики объекта регулирования.

Достигается настройка регулятора установкой коэффициента усиления $K_р$, который выбирается исходя из условия устойчивости системы и оптимальности переходного процесса.

В зависимости от выбранного коэффициента усиления $K_р$ вид переходного процесса существенно меняется.

На рисунке АЖ.2 возможные варианты переходных процессов в замкнутой системе, показанные кривыми 1 и 2, называются апериодическими, а переходный процесс, показанный кривой 3, периодическим или колебательным.

Основными показателями качества переходного процесса являются:

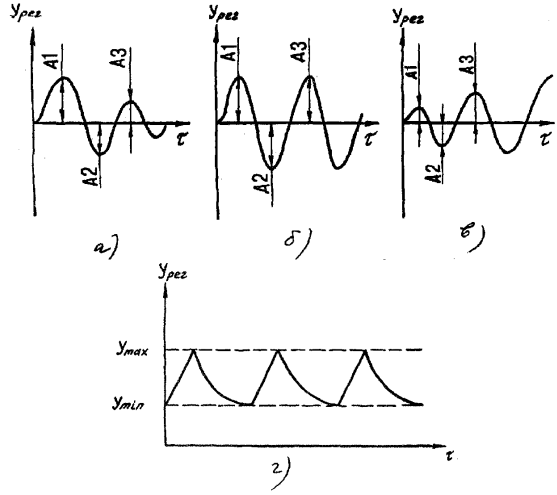
- статическая ошибка регулирования – Δ;
- динамическая ошибка – А1;
- длительность переходного процесса – $T_{пп}$;
- степень затухания периодического процесса – ψ.

С изменением коэффициента усиления $K_р$ показатели качества переходного процесса меняются по-разному. С увеличением $K_р$ динамическая ошибка и степень затухания уменьшаются, длительность переходного процесса сначала уменьшается, а затем снова начинает увеличиваться.

АЖ.1.10 В АСР различают три вида переходных процессов (рисунок АЖ.3) – устойчивый [*а) ,г)*], на границе устойчивости *б)* и неустойчивый *в*).

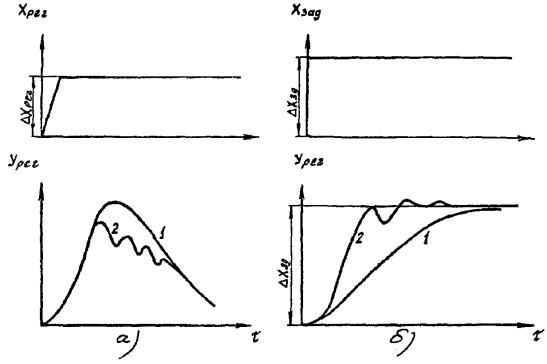
К устойчивым относятся апериодические и затухающие колебательные переходные процессы (рисунок АЖ.4).

К неустойчивым можно отнести колебательные переходные процессы с увеличивающейся амплитудой колебаний, а также системы, находящиеся на границе устойчивости, характеризующиеся постоянными незатухающими колебаниями регулируемого параметра



а – устойчивый; б – на границе устойчивости; в – неустойчивый;
г – при позиционном регулировании

Рисунок АЖ.3 – Колебательные переходные процессы в АСР



а – при воздействии регулирующим органом; б – при воздействии задатчиком;
1 – апериодический переходный процесс; 2 – колебательный процесс с апериодической составляющей

Рисунок АЖ.4 – Апериодические переходные процессы в АСР

АЖ.1.11 Степень затухания периодического процесса определяется как отношение разницы между первым максимумом А1 и вторым максимумом А2 к первому максимуму А1, т.е.:

$$\psi = \frac{A1 - A2}{A1}. \qquad (АЖ.1)$$

С изменением коэффициента усиления регулятора $K_р$ степень затухания может меняться от 0 до 1.

Степень затухания $\psi = 0$, когда система находится на границе устойчивости, и $\psi = 1$ для апериодических переходных процессов.

АЖ.1.12 Для оценки качества настройки АСР необходимо учитывать еще два показателя:

- время регулирования $t_р$ — промежуток времени от начала переходного процесса до момента, когда $У_{рег} < \xi$;
- максимальное отклонение регулируемого параметра $А_i$ при скачкообразном изменении нагрузки на 10 %.

При окончании переходного процесса регулируемая величина всегда будет отличаться от исходной на некоторое значение, называемое статической ошибкой, которое является органической неустранимой особенностью регуляторов с пропорциональным законом регулирования. Наличие статической ошибки объясняется тем, что перемещение регулирующего органа возможно только за счет отклонения регулируемой величины.

АЖ.1.13 В рассматриваемых гидравлических РНПД значение коэффициента усиления $K_р K_р$ определяется расходом регулирующей среды, подаваемой на исполнительный механизм.

При этом на расход среды одновременно оказывают влияние следующие основные факторы:

- характеристика регулирующего устройства;
- характеристика исполнительного механизма;
- характеристика источника рабочей среды;
- наличие дополнительных усилителей в схеме регулятора.

Кроме того, на значение $K_р$ оказывает влияние ряд второстепенных факторов, таких, как:

- гидравлические характеристики соединительных линий;
- взаимное расположение элементов регулятора.

АЖ.1.14 Анализ конструктивных особенностей регулирующих приборов и исполнительных механизмов, а также опыта наладки регуляторов показывает, что рассматриваемые гидравлические РНПД, построенные на основе регулирующих приборов РД-3А и РД-3М, реализуют пропорциональный закон регулирования, который характеризуется тем, что значение перемещения регулирующего органа (РО) пропорционально отклонению регулируемого параметра от заданного значения и может быть выражено зависимостью

$$X_р = K_р(У_{зад} - X_р), \qquad (АЖ.2)$$

где $X_р$ - перемещение РО;

$K_р$ - коэффициент усиления регулятора;

$У_{зад}$ - регулируемый параметр;

$X_р$ - заданное значение регулируемого параметра.

АЖ.1.15 Наибольшее применение в системах теплоснабжения находят гидравлические регуляторы системы ОРГРЭС, построенные по схеме РНПД с применением гидравлических регулирующих приборов РД-3М или выпускавшихся ранее приборов РД-3А, регулирующих клапанов РК-1М и РК-2 (на D_y = 50 и 80 мм, P_y = 1,6 МПа) или РК-1 (на D_y от 150 до 1000 мм, P_y = 1,6 МПа и P_y = 2,5 МПа) и импульсных клапанов ИК-25 (на D_y = 25 мм, P_y = 1,6 МПа). Все упомянутые клапаны оснащены мембранными исполнительными механизмами (МИМ).

Для регулирования температуры используются регуляторы ПТ-1-1, ТМП, которые работают в комплекте с клапанами РК-1М, РК-2 и регуляторами РТ-ГВ, УРРД-М, ИК-25.

Описание конструкции приборов и клапанов и их технические характеристики приведены в приложениях АЖ.1- АЖ.5.

АЖ.1.16 По характеру информации о ходе технологического процесса гидравлические регуляторы относятся к системам по отклонению, которые формируют регулирующее воздействие по сравнению измеренного и заданного значений регулируемой величины.

АЖ.1.17 По характеру заданного воздействия гидравлические регуляторы представляют собой стабилизирующие регуляторы, поддерживающие регулируемую величину на стационарном уровне.

АЖ.1.18 По характеру регулирующего воздействия гидравлические регуляторы могут иметь как аналоговое исполнение, при котором выходной сигнал может принимать любое значение из заданного диапазона, так и релейное, при котором выходной сигнал может принимать два дискретных значения.

АЖ.2 Облась применения гидравлических регуляторов

АЖ.2.1 Гидравлические регуляторы наиболее полно отвечают требованиям и условиям эксплуатации систем централизованного теплоснабжения, которые используют в качестве теплоносителя воду.

Характерной особенностью системы теплоснабжения как объекта автоматизации является то, что в них требуется массовое применение наиболее простых и надежных регуляторов для поддержания в оборудовании источников тепла, сетевых трубопроводах тепловых сетей и системах теплопотребления заданных значений давления, перепадов давлений, расхода, уровня и температуры теплоносителя. При этом регулирование указанных характеристик происходит в системах с расходом теплоносителя от 0,5 до 10000 $м^3/ч$ и более.

Необходимо также надежно защищать оборудование тепловых сетей и источников тепла от повышенного давления и гидравлических ударов, осуществлять быструю и плотную рассечку тепловых магистралей на гидравлически изолированные зоны в случае прекращения циркуляции и перехода к статическому режиму.

АЖ.2.2 Предпочтительное применение гидравлических регуляторов определяется тем, что они позволяют обеспечить:

- надежную работу в помещениях с высокой влажностью и температурой (тепловых камерах, центральных тепловых пунктах – ЦТП, индивидуальных тепловых пунктах ИТП с подмешивающими и подкачивающими насосами);
- независимость работы автоматики от внешнего источника энергии;
- достижение любой необходимой скорости перемещения РО и создания повышенных усилий для обеспечения его герметичности при закрытии;
- использование регулирующих клапанов условным диаметром от 50 до 1000 мм при однотипном комплекте регулирующих приборов;
- изменение при наладке и эксплуатации скорости перемещения РО (в отличие от исполнительных устройств с электроприводами, имеющими постоянную скорость).

АЖ.3 Рекомендации по выбору регуляторов

АЖ.3.1 Выбор регулятора осуществляется в зависимости от сложности и ответственности объекта регулирования и требований к точности поддержания значений регулируемых параметров.

АЖ.3.2 Регуляторы прямого действия (приложения АЖ.6-АЖ.9) просты по устройству, надежны, имеют меньшую стоимость по сравнению с регуляторами РНПД того же назначения, работают без потерь рабочей среды. Вместе с тем они обладают невысокой чувствительностью, развивают незначительные перестановочные усилия для управления РО и не изготавливаются на условные диаметры более 100 мм.

Регуляторы прямого действия (РР, РД и др.) применяются в тех случаях, когда чувствительный элемент развивает достаточное усилие для непосредственного перемещения РО. Это, как правило, имеет место в АСР тепловых пунктов потребителей тепловой энергии.

АЖ.3.3 Регуляторы непрямого действия (например, РД-3М с РК-1) применяются в тех случаях, когда требуется получить высокую точность поддержания регулируемого параметра и обеспечить большие перестановочные усилия РО регулирующих клапанов больших условных диаметров, применяемых на магистральных трубопроводах, подкачивающих насосных станциях (ПНС), устройствах технологической защиты и др.

АЖ.3.4 По способу реализуемых законов регулирования гидравлические регуляторы подразделяются на позиционные и пропорциональные.

Позиционные регуляторы работают по принципу «открыто-закрыто». При их наладке необходимо соблюдать условие: $\Delta V_{max} \le \Delta V_{доп}$, т.е. максимальное отклонение регулируемого параметра от среднего заданного значения, на которое настроен регулятор, не должно превышать допустимых значений параметра. Для обеспечения этого условия пропускная способность K_v РО при его открытии должна превышать максимально возможное возмущение по нагрузке.

Позиционные регуляторы могут применять для регулирования температуры в системах горячего водоснабжения (рисунок АЖ.5). Применение их осуществляется, как правило, в комплекте с регулирующими клапанами с условными диаметрами не более 80 мм.

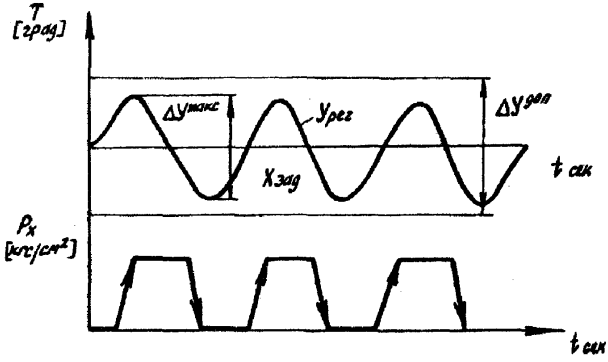


Рисунок АЖ.5 – График процесса регулирования температуры ГВС регулятором ПТ-1

При более жестких требованиях к АСР, например при нежелательности автоколебательных режимов, возникающих в АСР с позиционным регулятором, целесообразно применять пропорциональные регуляторы (П-регуляторы) прямого или непрямого действия.

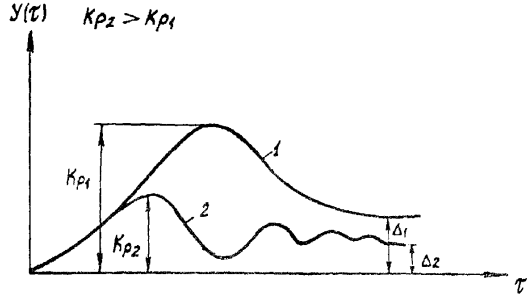
Особенностью П-регулятора является наличие статической ошибки регулирования.

При недостаточной реакции регулятора на внутренние и внешние возмущения в АСР используются гидроускорители (рисунок АЖ.6) – перепускные клапаны ИК-25 или другого типа; в этом случае увеличиваются скорость регулирования и коэффициент усиления регулятора $K_р$ и уменьшается статическая ошибка.

Значение $K_р$ подбирается с помощью дросселей, устанавливаемых на линии $P_х$ после гидроускорителя и линии $P_р$ до гидроускорителя.

АЖ.3.5 Диаметр дросселя предварительно определяется расчетным путем и может быть откорректирован при окончательной настройке АСР.

Предварительный расчет диаметра дросселей проводится для схем АСР, в которых предусмотрены дополнительные усилители – клапаны ИК-25 или другого типа.



1 – без гидроускорителя; 2 – с гидроускорителем ИК-25

Рисунок АЖ.6 – Переходный процесс в замкнутой системе регулирования с гидравлическим регулятором

Расчет диаметров дросселей других элементов АСР необходим при проектировании и наладке АСР, как правило, на насосных станциях тепловых сетей, где имеются устройства технологической защиты. В этом случае с помощью дросселей задается скорость и очередность закрытия клапанов на подающем и обратном трубопроводах.

В общем случае при срабатывании устройства защиты с помощью дросселей должно быть обеспечено заданное время перемещения РО. Диаметр дросселя управляющего клапанка регулирующих приборов (например, РД-3М и РД-3А) заранее не рассчитывается и подбирается во время наладочных работ.

При наладке АСР применение дросселей обеспечивает получение значения $K_{\text{р}}\,K_{\text{р}}$, которое обеспечивает получение требуемого закона регулирования (переходного процесса) и не вызывает возникновения в трубопроводах и оборудовании волновых процессов с недопустимыми амплитудами колебаний давления.

АЖ.3.6 Проходное сечение РО клапана F (мм^2) во время работы можно определить по формуле:

$$F = \frac{G}{1{,}59\alpha \cdot \sqrt{\Delta P \rho}}, \qquad \text{(АЖ.3)}$$

где G – расход среды через регулирующий клапан, кг/ч;

α – коэффициент пропускной способности клапана (например, для клапанов РК-1 α=0,5);

ρ – плотность воды при рабочей температуре, кг/м^3;

ΔP – перепад давлений на РО клапана, кгс/см^2.

При расчетах можно принимать ΔP как перепад давлений на клапане в целом.

По площади проходного сечения определяется ход РО клапана на открытие X.

Для плоских тарельчатых затворов без профилированных окон максимальный ход затвора на открытие можно определять по упрощенной формуле

$$X = \frac{d}{4}, \qquad \text{(АЖ.4)}$$

где d – диаметр отверстия седла.

Если полученный ход РО меньше максимального значения хода РО рассматриваемого клапана, то он находится в регулирующем режиме.

По приведенным формулам необходимо рассчитать значения ходов всех клапанов АСР при номинальном расходе среды на каждом клапане.

По значению хода и полному объему гидропривода можно определить объем воды, который необходимо подать в гидропривод для закрытия РО каждого клапана из его рабочего положения.

Секундный расход воды в управляющих линиях АСР $q_{\text{х}}$, который подается в гидропривод для перемещения РО на определенный ход за определенное время, определяется требуемой скоростью перемещения РО клапана, удельным объемом гидропривода на 1 мм хода $g_{\text{х}}$ и значением хода на закрытие.

Например, для клапана РК-1 на условный диаметр 700 мм значение $g_x = 0{,}4$ м^3 на 1 мм хода.

$$q_x = \frac{g_x X}{\tau}, \qquad \text{(АЖ.5)}$$

АЖ.3.7 Составляется баланс основных усилий в приводе регулирующего клапана

$$Q_{пр} = Q_п + Q_г. \qquad \text{(АЖ.6)}$$

где $Q_{пр}$ - усилие развиваемое гидроприводом;

$Q_п$ - усилие на затворе от перепада давлений;

$Q_г$ - усилие от рычага с грузом или от возвратной пружины, приведенное к оси штока.

По значению усилия привода и эффективной площади мембраны привода определяется значение командного сигнала P_x.

$$P_x = \frac{Q_{пр}}{F_{эфф}} \qquad \text{(АЖ.7)}$$

На основании опыта эксплуатации клапанов РК-1 можно сказать, что в течение всего хода гидропривода на закрытие давление P_x в гидроприводе меняется весьма незначительно и можно принять его постоянным, равным рассчитанному.

АЖ.3.8 В случае, когда в АСР входят дополнительные усилители, определяется диаметр дросселя (мм), необходимого для перемещения РО клапана за определенное время на определенный ход:

$$D_д = 10 \cdot 4\sqrt{\frac{q_x^2}{\rho_р - P_x}}, \qquad \text{(АЖ.8)}$$

где $\rho_р$- давление в источнике рабочей воды, м вод. ст.;

P_x - давление, м вод. ст.;

q_x - удельный расход, м^3/ч.

Следует учитывать, что при значительном увеличении коэффициента усиления регулятора $K_р$, значение которого прямо пропорционально зависит от диаметра дросселя, переходный процесс в АСР приобретает колебательный неустойчивый характер.

АЖ.3.9 Конструктивная характеристика всех исполнительных органов, используемых в системах теплоснабжения, выполняется пропорциональной в функции «ход штока — расход».

Реальная расходная характеристика РО зависит от соотношения сопротивления РО и сопротивления всей системы.

Расход теплоносителя через регулирующий клапан при полном открытии проходного сечения РО можно определить по формуле:

$$Q = \sqrt{\frac{P_1 - P_2}{S_{АВ} - S_К}}, \qquad \text{(АЖ.9)}$$

где P_1 -давление в подающей линии;

P_2 - давление в обратной линии;

S_{AB} - сопротивление абонентской установки;

S_K - сопротивление РО.

При прикрытии, уменьшении проходного сечения РО расход в системе уменьшится и составит

$$Q^1 = \sqrt{\frac{P_1 - P_2}{S_{AB} - S_K'}}, \qquad \text{(АЖ.10)}$$

где S_K' - новое сопротивление РО.

На основании расчетов и опытных данных можно построить график изменения относительного расхода теплоносителя Q^1/Q от степени открытия проходного сечения РО и влияния на относительный расход соотношения сопротивления местной системы и сопротивления РО S_{AB}/S_K.

На рисунке АЖ.7 приведены зависимости относительного расхода теплоносителя, проходящего через РО при различных значениях отноше ния пропускной способности РО K_{vy} к пропускной способности трубопровода $K_{vт}$

$$n = \frac{K_{vy}}{K_{vт}} \qquad \text{(АЖ.11)}$$

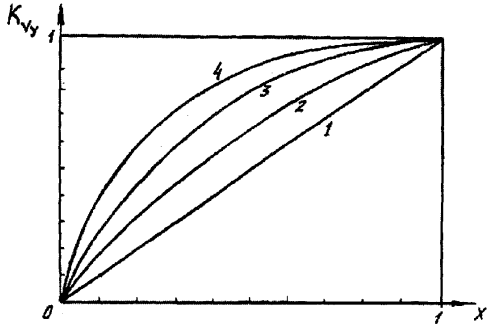


Рисунок АЖ.7 – График расходной характеристики РО

В случае, когда РО рассчитан на расход, близкий к требуемому, причем значение n близко к 1, расходная характеристика будет близка к расчетной расходной характеристике РО (линия 1 на рисунке АЖ.7). При увеличении значения коэффициента *n*, что наблюдается, когда сопротивление системы S_{AB} превышает сопротивление S_K, вид реальной расходной характеристики, будет меняться так, как показано на рисунке АЖ.7 линиями 2-4. При некоторых значениях коэффициента n РО оказывает влияние на расход только в начале своего хода на открытие, а расходная характеристика РО имеет очень неблагоприятный вид, что затрудняет процесс регулирования или вообще делает его невозможным. Приемлемая для АСР расходная характеристика РО показана линиями 1 и 2. Для получения расходной характеристики РО, приближающейся к линии 1, необходимо, чтобы сопротивление РО было значительно больше сопротивления системы.

В этом случае, если принять сопротивление системы бесконечно малым по сравнению с сопротивлением РО, получим соотношение

$$\frac{Q^1}{Q} = \sqrt{\frac{S_К}{S'_К}} \qquad (АЖ.12)$$

Из этого соотношения видно, что изменение расхода среды Q, проходящей через РО, зависит только от изменения сопротивления РО клапана, т.е. имеет вид, близкий к конструктивной характеристике РО клапана, показанной линией 1.

На основании соотношения можно сделать вывод, что для получения приемлемой реальной расходной характеристики РО следует:

- исполнительные устройства – регулирующие клапаны выбирать с повышенным гидравлическим сопротивлением, чтобы погасить в них ее избыточное давление;
- Если сопротивление РО неизвестно, выбирать регулирующие клапаны по условной пропускной способности клапана и расходу теплоносителя в системе, а не по условному диаметру трубопровода.

АЖ.4 Лабораторная проверка регулирующих приборов

АЖ.4.1 Гидравлические управляющие приборы АСР перед установкой на объект рекомендуется проверять в лаборатории с целью определения их исправности. Лабораторная проверка включает в себя:

- наружный осмотр;
- проверку на плотность;
- снятие статических характеристик;
- настройку на рабочий параметр.

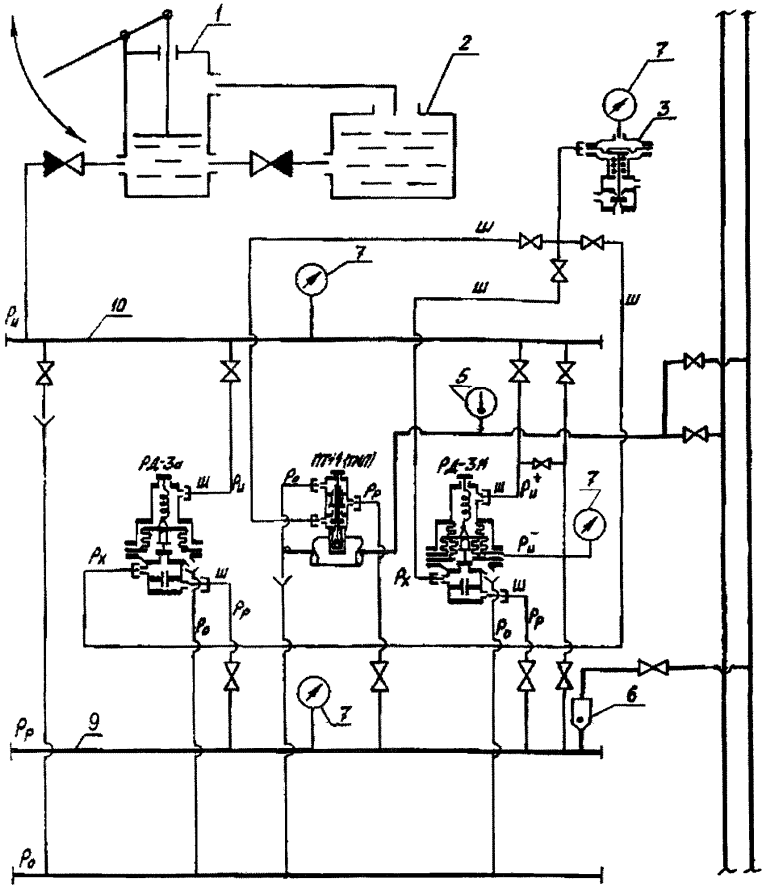
АЖ.4.2 Лабораторная проверка приборов должна проводиться на специальном стенде. Стенд должен быть оборудован унифицированной разводкой рабочей воды для разных типов приборов давлением не менее 0,2 МПа, а также иметь источник импульсного давления, подаваемого на чувствительный элемент (ЧЭ), не менее верхнего предела настройки проверяемого прибора.

Пример стенда для лабораторной проверки регулирующих приборов РД-3А, РД-3М, ПТ-1 (ТМП, ПРТ-1) приведен на рисунке АЖ.8.

АЖ.4.3 Во время наружного осмотра производится очистка наружных поверхностей приборов от грязи, промывка водой внутренних поверхностей, а также устранение повреждений окраски.

АЖ.4.4 При проверке на плотность приборов РД-3А и РД-3М следует придерживаться такой последовательности операций:

- заполните прибор водой, для чего залейте водой плюсовую камеру ЧЭ через штуцер до тех пор, пока из плюсовой линии не потечет вода без пузырьков воздуха; таким же образом заполните минусовую камеру;
- подсоедините плюсовую и минусовую камеру к импульсному коллектору и создайте одновременно в обоих камерах прибора испытательное давление, не более 1,6 МПа;
- убедитесь в том, что в течение 5 мин отсутствуют течи в местах соединений и нет заметного уменьшения давления;
- снимите давление с прибора;
- подайте в плюсовую камеру прибора давление, равное верхнему пределу настройки проверяемого прибора;



1 – импульсный насос; 2 – аккумуляторный бачок; 3 – клапан ИК-25;
4 – стойка с регуляторами (РД-3М, РД-3а, ТМП) (на схеме не показана);
5 – термометр; 6 – фильтр; 7 – манометр; 8 – вентиль 1/2»;
9 – коллектор рабочей воды (∅1», L = 700 мм); 10 – импульсный коллектор (∅2», L = 700 мм);
Ш – шланг резиновый с кордом ($d_н$ $d_н$ = 20 мм, $d_в$ $d_в$ = 10 мм)

Рисунок АЖ.8 -Стенд для лабораторной проверки гидравлических регуляторов

- проверьте герметичность сильфона (нарушение герметичности обнаруживается по потоку воды, вытекающему из минусовой, сильфонной камеры) через штуцер слива;

- проверка на плотность других типов регулирующих приборов (преобразователей) проводится по техническому описанию (ТО) на прибор.

АЖ.4.5 Статическая характеристика прибора – это зависимость командного давления $P_х$ от изменения измеряемого параметра $P_и$. Должны быть определены характеристики прямого и обратного хода.

Характеристика прямого хода определяется при изменении измеряемого параметра $P_и$ в пределах диапазона настройки от минимального значения до максимального, к каждой промежуточной точке необходимо приближаться со стороны меньших значений параметра.

Характеристика обратного хода определяется при изменении параметра $P_и$ от максимального значения до минимального, к каждой промежуточной точке нужно приближаться со стороны больших значений параметров. Характеристика обратного хода определяется от конечной точки характеристики прямого хода.

Характеристика прибора позволяет:

- судить о люфтах, заедании золотника клапанка;
- определить крутизну характеристики, ширину петли гистерезиса, зону пропорциональности, зону нечувствительности.

При определении характеристики водой заполняется плюсовая камера и в нее подается импульсное давление.

Характеристика прибора определяется измерением значения параметра $P_и$ задаваемое прибору через определенные, желательно равные интервалы, в пределах диапазона настройки прибора (порядка 8 интервалов); в промежуточных точках записываются значения командного давления $P_х$. По полученным значениям строится статическая характеристика регулятора $P_х = f(P_и)$.

Аналогично строится характеристика для регуляторов температуры ТМП, ПТ-1 и др.

Пример статической характеристики регулирующего прибора РД-3А показан на рисунке АЖ.9.

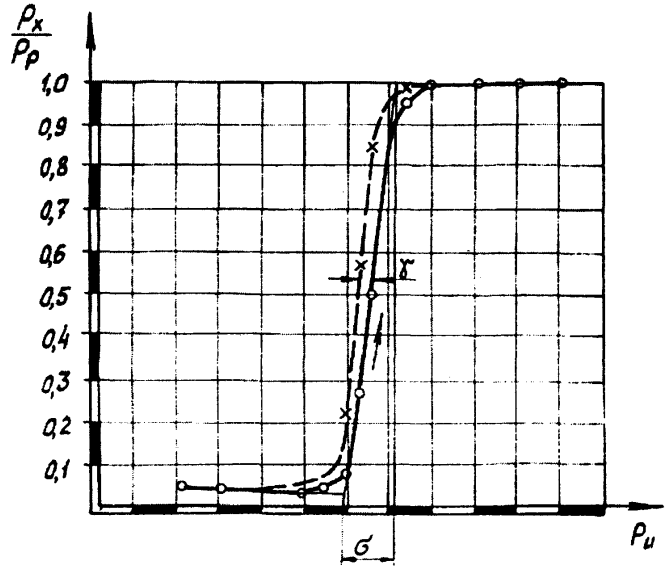


Рисунок АЖ.9 – Статическая характеристика регулирующего прибора РД-3А

АЖ.4.6 Для настройки прибора РД-3М (РД-3А) на рабочий параметр при одноимпульсном регулировании необходимо регулируемый параметр ($P_и$) подать на ЧЭ прибора через штуцер $P_и^+$. При двухимпульсном регулировании (по перепаду давлений – большее (плюсовое) давление подается через штуцер $P_и^+$, а меньшее (минусовое) – через штуцер $P_и^-$.

Для защиты сильфонного блока от перегрузки на стенде между импульсными линиями должен быть установлен уравнительный вентиль. После заполнения импульсных камер закрывают уравнительный вентиль. Перепад устанавливают, открывая игольчатый клапан на минусовой линии и сбрасывая избыток давления в дренажную линию.

Настройка на рабочий параметр других типов приборов производится по техническому описанию на прибор.

АЖ.5 Технические требования при монтаже гидравлических регуляторов и их элементов

АЖ.5.1 Монтаж средств и приборов АСР должен производиться в соответствии с рабочими чертежами проектов, выполненных согласно отраслевым нормам.

АЖ.5.2 Гидравлические соединительные линии к приборам и исполнительным устройствам и средствам автоматизации делятся на:

- питающие линии, по которым рабочая среда подводится к регулирующим приборам;
- командные линии, по которым передаются команды (сигналы) к исполнительным устройствам;
- сливные линии, по которым рабочая среда сливается (сбрасывается) в дренаж или в обратный трубопровод при бессливных схемах;
- импульсные линии, по которым передаются сигналы от контрольных точек объекта регулирования к регулирующим приборам.

АЖ.5.3 Трубы для монтажа гидравлических соединительных линий должны применяться в соответствии с проектом.

В общем случае рекомендуется применять стальные водогазопроводные оцинкованные трубы обыкновенные и легкие:

- для прокладки импульсных линий трубы с условным проходом 8; 10 и 15 мм;
- для прокладки питающих командных линий трубы с условным проходом 15 мм;
- для прокладки сливных линий трубы с условным проходом 15; 20 и 25 мм (25 мм при прокладке общей дренажной линии от нескольких регулирующих приборов);
- для прокладки питающих и командных линий от дополнительных усилителей (клапанов ИК-25) трубы с условным проходом 25 мм.

АЖ.5.4 Гидравлические соединительные линии должны прокладываться в соответствии с проектом по кратчайшим расстояниям, вдоль стен, перекрытий и трубопроводов, в местах, доступных для монтажа и обслуживания, с минимальным количеством поворотов.

АЖ.5.5 Дренажные (сливные) линии и коллекторы следует прокладывать с уклоном 1:10.

АЖ.5.6 Все гидравлические соединительные линии должны иметь маркировку. Маркировка наносится на бирки в точном соответствии с маркировкой по проекту.

АЖ.5.7 Гидравлические соединительные линии следует прокладывать в помещениях с температурой не ниже 5°С.

Следует принять меры против замерзания воды в дренажных коллекторах и на выходе из них.

АЖ.5.8 В точках отбора сигналов на соединительных линиях устанавливаются запорные вентили. На командных линиях следует устанавливать шаровые или пробковые краны. Места врезки соединительных линий в трубопроводы должны находиться в местах, где исключается завоздушивание этих линий, а также попадание большого количества загрязнений.

АЖ.5.9 Соединительные линии после проведения монтажных работ следует проверить на плотность и прочность методом опрессовки пробным давлением 1,25 рабочего в системе (МПа), но не менее чем

$$p_{\text{пр}} = p_{\text{р}} + 0{,}3 \qquad \text{(АЖ.13)}$$

Перед проведением опрессовки все линии следует подвергнуть промывке водой и внешнему осмотру с целью обнаружения дефектов монтажа.

АЖ.5.10 Размещение элементов ГАСР при монтаже и их взаимное расположение должны производиться в соответствии с проектом и положениями, изложенными в данном разделе.

Монтаж элементов гидравлических регуляторов должен обеспечивать свободный доступ к приборам, запорным устройствам и элементам настройки.

АЖ.5.11 Монтаж гидравлических регулирующих приборов должен производиться с учетом влияния гидростатического давления воды в соединительных линиях на работу и настройку регуляторов.

Высота расположения регулирующего прибора (м) по сравнению с расположением ИМ исполнительного устройства не должна превышать значения определяемого по формуле:

$$H < 10\left[\left(\frac{ch}{P_{эфф}} + \Delta P \cdot \frac{F_{зол}}{F_{эфф}}\right) - P_o\right], \qquad \text{(АЖ.14)}$$

где 10 - коэффициент, учитывающий размерность;

c - жесткость возвратной пружины, кгс/мм;

h - предварительное натяжение возвратной пружины, мм;

ΔP - перепад давлений на полностью открытом РО исполнительного устройства, кгс/см^2;

$P_{зол}$ - неразгруженная площадь РО исполнительного устройства, см^2;

$F_{эфф}$ - эффективная площадь мембраны исполнительного механизма (ИМ), см^2;

$P_{о}$ - давление рабочей среды в дренажных магистралях, кгс/см^2 (обычно равно 0,005 – 0,01 МПа).

В общем случае рекомендуется располагать гидравлические приборы и соединительные линии на уровне расположения ИМ клапана, отклоняясь от этого уровня не более чем на 0,5 м.

При монтаже ГАСР, содержащих клапаны РК-1 условным диаметром 1000 мм, которые имеют два привода, один из которых располагается над корпусом, а другой под корпусом клапана, элементы АСР следует располагать по оси трубопровода с допустимым отклонением вверх на 1 м.

АЖ.5.12 Крепить регулирующие приборы и другие элементы ГАСР следует с помощью предусмотренных элементов крепления.

Клапаны ИК-25 и вентили крепятся на соединительных линиях.

АЖ.5.13 При монтаже для удобства наладки и обслуживания элементов регуляторов, сокращения длины соединительных линий и уменьшения количества стыков рекомендуется группировать эти элементы в одном месте, как можно ближе один к другому.

АЖ.5.14 Расстояние по горизонтали между регулирующими приборами и исполнительными устройствами следует принимать не более 20 м.

АЖ.5.15 При монтаже регуляторов перепада давлений между импульсными линиями, подведенными к ЧЭ прибора, следует предусматривать уравнительный вентиль.

АЖ.5.16 При выборе источника рабочей среды для гидравлических РНПД необходимо учитывать следующие факторы:

- источник рабочей среды должен обеспечивать надежное снабжение регулятора водой с давлением от 0,2 до 1,0 МПа и температурой от 5 до 70°С и незначительное отклонение рабочего давления независимо от режима работы регулятора. Допускается использовать источники с температурой рабочей воды выше 70°С, но при этом следует охлаждать рабочую воду до требуемой температуры с помощью специальных теплообменников;
- рабочая вода не должна содержать органических, минеральных и прочих примесей;
- рабочая вода не должна содержать химических примесей, выделяющихся при контакте с элементами приборов и соединительных линий.

АЖ.5.17 Штуцеры регулирующих приборов стыкуются с соединительными линиями с помощью гибких медных трубок длиной 500 мм, входящих в комплект поставки приборов, при этом для подсоединения к линиям, выполненным из газоводопроводных труб, используются специальные переходники с резьбами труб 1/2» на М 16х1,5 или на М 20х1,5.

Штуцеры регулирующих приборов имеют резьбу М 16х1,5 и М 20х1,5.

АЖ.6 Методика наладки гидравлических регуляторов

АЖ.6.1 Объем работы при настройке регуляторов зависит от сложности АСР и делится на четыре этапа:

- подготовка к наладке;
- настройка АСР на заданный параметр;
- включение и отключение регулятора;
- испытание регулятора.

АЖ.6.2 При выполнении подготовительных работ перед наладкой следует:

- ознакомиться со схемой соединений по технической документации и по месту;
- ознакомиться с особенностями работы оборудования (условиями пуска и останова, поведением оборудования при переменных режимах, действием защит, основными возмущениями, влияющими на работу оборудования);
- ознакомиться с заданными для объекта параметрами настройки регуляторов;
- проверить регуляторы в лаборатории в соответствии с разд. 4 настоящего Приложения и заводскими инструкциями;
- проверить правильность сборки регулирующего клапана, регулирующего прибора или регулятора (прямого действия), установить оптимальный ход усилительного элемента (УЭ) регуляторов РД-3А, РД-3М, проверить соответствие сборки УЭ схеме включения регулятора (см. приложения АЖ4–АЖ9);
- подобрать диаметр дросселя постоянного сечения. Диаметр дросселя постоянного сечения УЭ подбирается при наладке регулятора опытным путем, исходя из следующих соображений: чем больше диаметр дросселя, тем выше скорость регулирования. Но увеличение диаметра дросселя может привести к тому, что клапан будет открываться недостаточно быстро. Оптимальное значение диаметра дросселя постоянного сечения определяется в зависимости от давления рабочей среды и должно быть выбрано таким, чтобы скорость регулирования как при закрытии, так и при открытии регулирующего клапана при равных возмущениях была одинакова;
- определить характеристики регуляторов;
- проверить исполнительные механизмы (ИМ) и РО;
- определить характеристики РО (для вновь устанавливаемых РО);
- продуть и спрессовать импульсные линии, проверить наличие давления рабочей среды (для регуляторов непрямого действия). По техническим данным среднесуточный эксплуатационный расход рабочей среды у приборов с дроссельным УЭ равен 30 кг/ч, с дискретным – 10 кг/ч. В схемах регулирования может предусматриваться сброс рабочей среды в дренаж (сливная схема) или возврат его в точку с пониженным давлением P_0 того же объекта регулирования (бессливная схема). Сливная схема по сравнению с бессливной более проста и надежна в эксплуатации. Бессливная схема применяется, как правило, при отсутствии дренажных устройств и при дефиците рабочей среды. Следует учитывать, что осуществление бессливного варианта схемы возможно при наличии достаточного перепада давлений (не менее 0,2 МПа) между точками отбора рабочей среды и ее возврата от регулирующих приборов в трубопровод и исполнительного устройства с МИМ двустороннего действия;
- проверить соответствие монтажа соединительных линий проекту;
- определить статические характеристики ОР;
- определить динамические характеристики ОР (для новых АСР);
- наладить систему измерений для автоматической записи параметров.

АЖ.6.3 Настройка АСР на заданный параметр сводится к регулировке натяжения компенсационной пружины управляющего прибора с таким расчетом,

чтобы регулируемый параметр установился равным заданному значению. Особенности наладки разных типов регуляторов приведены в приложениях АЖ.1-АЖ.9.

АЖ.6.4 Включение и отключение регулятора. Автоматическая система регулирования включается при работе технологического оборудования с постоянной нагрузкой при параметрах, равных или близких к номинальным для данной системы.

Проверяется правильность реакции регулятора на отклонения регулируемого параметра. Отклонения регулируемого параметра не должны выходить за допустимые пределы.

При включении (отключении) регулятора должно учитываться взаимное влияние автоматических регуляторов. Порядок их включения не должен нарушать режим работы технологического оборудования. Например, в схеме автоматизации насосной станции сначала включается защита от повышения давления (МСУ), затем устройство рассечки тепловой сети на гидравлически изолированные зоны, далее регуляторы давления «После себя», «До себя», «Подпитка теплосети».

В случае сомнения в правильности действия АСР необходимо проверить их работу. Для этого перевести АСР в положение «Ручное управление», нанести возмущение, переместив РО в сторону «Больше» («Меньше») от 10 до 15 % полного диапазона регулирующего воздействия.

После этого АСР переводится в режим автоматического регулирования. Нормально действующая АСР должна возвратить регулируемый параметр к заданному значению.

АЖ.6.5 Испытания ГАСР проводятся в соответствии с Приложением АЖ настоящего стандатра.

Испытанием ГАСР завершаются наладочные работы. По результатам испытаний принимается решение о соответствии работы ГАСР предъявляемым требованиям, а также могут быть приняты решения о корректировке настройки регуляторов и проведении повторных испытаний.

Испытания ГАСР должны проводиться:

- для объектов, вводимых в строй после монтажа или реконструкции, перед включением в работу после ее наладки;
- для эксплуатируемых объектов – перед вводом в эксплуатацию ГАСР после изменения параметров настройки регуляторов, после восстановительного ремонта или замены элементов ГАСР, после аварий или технологических отказов в системе теплоснабжения, происшедших по причине неправильной работы элементов ГАСР, но не реже одного раза за отопительный сезон.

Объем работы при испытаниях зависит от сложности АСР и технологических особенностей оборудования.

Гидравлические регуляторы испытываются при типовых и характерных возмущениях (внутренних – РО и внешних – задатчиком) с оценкой качества переходных процессов.

Гидравлические регуляторы должны испытываться при следующих условиях:

- оборудование находится в режиме, на который рассчитывался испытываемый регулятор;

- испытываемый регулятор находится в работе и поддерживает заданное значение регулируемой величины;

- регулируемый диапазон достаточен для устранения наносимых во «время испытаний возмущений;

- при работе на оборудовании нескольких регуляторов, связанных между собой технологическим процессом (рассечка на гидравлически изолированные зоны), в первую очередь налаживаются и испытываются регуляторы, которые устраняют возмущения, возникающие вследствие работы других регуляторов;

- при включенных устройствах технологической защиты, предупреждающих о возникновении аварии в случае неправильной работы испытываемого регулятора (устройство защиты от повышенного давления, рассечка тепловой сети на зоны).

После окончания испытаний обрабатываются диаграммы самопишущих приборов в целях выявления наиболее сильных реакций оборудования на отдельные возмущения и характера устранения этих реакций регуляторами.

Опробование срабатывания рассечки и быстродействующих сбросных устройств (БСУ) производится два раза в год: после окончания отопительного сезона (в целях выявления дефектов элементов устройств защиты) и перед началом отопительного сезона (в целях определения работоспособности, правильности настройки и необходимой скорости срабатывания с задействованием всех электрических блокировок).

Дата испытаний должна заноситься в график опробования технологических защит и блокировок, а результаты испытаний – в оперативный журнал.

АЖ.7 Техническое обслуживание регуляторов

АЖ.7.1 Регуляторы и устройства технологической защиты должны обслуживаться специально обученным персоналом в соответствии с местной инструкцией, составленной применительно к данному объекту регулирования.

АЖ.7.2 Во время эксплуатации необходимо контролировать работу регуляторов, используя для этой цели самопишущие и показывающие штатные приборы.

АЖ.7.3 Нормальная работа регуляторов характеризуется следующими признаками:

- регулируемый параметр поддерживается в пределах зоны пропорциональности и нечувствительности;

- давление рабочей среды ($p_р$) находится в установленных пределах;

- командное давление ($P_х$) находится в пределах, обусловливаемых характеристиками регулирующего клапана и объекта регулирования. Значение этого давления должно находиться в пределах от 0,05 до 0,50 МПа (от 0,5 до 5,0 кгс/см^2);

- из сливных штуцеров регулирующих приборов с дроссельными УЭ всегда должен наблюдаться сброс рабочей среды, а с дискретным УЭ – периодически.

АЖ.7.4 При периодическом осмотре, проводимом не реже одного раза в неделю, необходимо:

- проверять стабильность и качество поддержания регулируемого параметра, используя самопишущие и показывающие приборы;
- проверять отсутствие протечек через сальники и соединительные линии.

АЖ.7.5 При профилактической проверке, проводимой один раз в месяц, необходимо:

- продуть соединительные (импульсные) линии, промыть фильтр и отстойник, прочистить дроссель и движущиеся части УЭ от солевых и механических отложений;
- подтянуть сальниковые уплотнения регулирующих клапанов и приборов, а в случае необходимости заменить набивку сальников;
- проверить движущиеся части ИМ изменением командного давления с помощью регулирующих приборов пли натяжением настроечной пружины для РПД обеспечив перемещение РО па $^1/_4$ рабочего хода, при этом РО должен перемещаться плавно, без рывков. (При данной проверке регулируемый параметр не должен превышать предельные значения. Для выполнения этого условия рабочий ход РО может быть уменьшен);
- проверить герметичность импульсных линий, соединений и элементов регуляторов.

АЖ.7.6 Планово-предупредительную проверку всех узлов и деталей следует проводить один раз в год (с полной разборкой приборов и исполнительных устройств).

АЖ.8 Основные характеристики регуляторов

АЖ.8.1 В рассматриваемых РНПД в качестве регулирующего устройства используются регуляторы давления РД-3А и РД-3М.

Несмотря на некоторые различия в конструктивном исполнении, оба прибора имеют одинаковые элементы конструкции, принцип работы и технические характеристики.

АЖ.8.2 Основной частью ЧЭ являются разделительные сильфоны и один измерительный сильфон, который воспринимает давление или перепад давлений. Совместно с настроечным элементом – пружиной сильфоны образуют систему, реагирующую на изменение регулируемого параметра перемещением донышка измерительного сильфона.

Перемещение (мм) зависит от суммарной жесткости системы сильфонов и настроечной пружины и может быть определено по формуле:

$$x = \frac{10\Delta P \cdot (F_{эфф} - F'_{эфф})}{C_c + C_{пр}}, \qquad \text{(АЖ.15)}$$

где ΔP - отклонение регулируемого параметра, МПа;

$F_{эфф}$ - эффективная площадь измерительного сильфона, мм^2;

$F'_{эфф}$ - эффективная площадь разделительного сильфона, мм^2;

C_c - суммарная жесткость разделительного и измерительного сильфонов, кгс/мм;

$C_{пр}$ - жесткость пружины настроечного элемента, кгс/мм.

В конструкции приборов отсутствуют элементы регулировки жесткости системы, сильфонов ЧЭ.

АЖ.8.3 Основной частью настроечного элемента (задатчика) является пружина. В приборах РД-3А и РД-3М используется цилиндрическая винтовая пружина растяжения из проволоки круглого сечения. В конструкции предусмотрены элементы, позволяющие изменять жесткость настроечной пружины путем изменения количества рабочих витков пружины.

Жесткость пружины (кгс/мм) может быть определена исходя из приближенного уравнения

$$C_{np} = \frac{\sigma \cdot d^4}{8 \cdot D^3 \cdot n}, \qquad \text{(АЖ.16)}$$

где σ - модуль сдвига, для стали σ = 8000 кгс/мм^2;

d - диаметр проволоки, мм;

D - средний диаметр навивки пружины, мм;

n - число рабочих витков.

АЖ.8.4 В регуляторах РД-3А и РД-3М в качестве УЭ используются специальные управляющие клапанки золотникового типа. Типовые клапанки обоих приборов включают в себя одинаковые базовые элементы (см. приложения АЖ.1 и АЖ.2), используя которые можно осуществить сборку клапанка в нормально-открытом, нормально-закрытом и двухсопловом вариантах.

Конструкция клапанка позволяет в широких пределах изменять его пропускную способность, изменяя тем самым и коэффициент усиления прибора. Основным способом изменения пропускной способности является изменение диаметра отверстия дросселя клапанка. При наладке диаметр отверстия дросселя устанавливается от 0,2 до 0,5 мм, что обеспечивает изменение площади проходного сечения и пропускной способности в шесть раз. Не следует устанавливать диаметр отверстия дросселя клапанка менее 0,2 мм во избежание засорения отверстия примесями, содержащимися в воде.

Пропускную способность клапанка (кг/ч) можно определить по формуле:

$$G = 1{,}59 \cdot \alpha \cdot F \sqrt{(p_p - P_x)\rho} \qquad \text{(АЖ.17)}$$

где α - коэффициент пропускной способности клапанка, на основании опытных данных принимается равным 0,51;

F - площадь проходного сечения, мм^2;

p_p - давление в источнике рабочей среды, кгс/см^2;

P_x - командное воздействие (давление в исполнительном механизме), кгс/см^2;

ρ - плотность воды, кг/м^3.

Если пропускная способность дросселя незначительна по сравнению с пропускной способностью клапанка, то это означает, что клапанок работает в релейном режиме «открыт-закрыт» со сравнительно небольшим расходом, значение которого определяется диаметром дросселя и перепадом давления на клапанке.

В прибор РД-3А может быть установлен специальный клапанок А4 конструкции ОРГРЭС, не имеющий дросселя и работающий в релейном режиме. Клапанок А4 имеет значительно большую пропускную способность по сравнению

с типовым клапанком. Расходная характеристика клапанка А4 показана кривой 1 на рисунке АЖ.10.

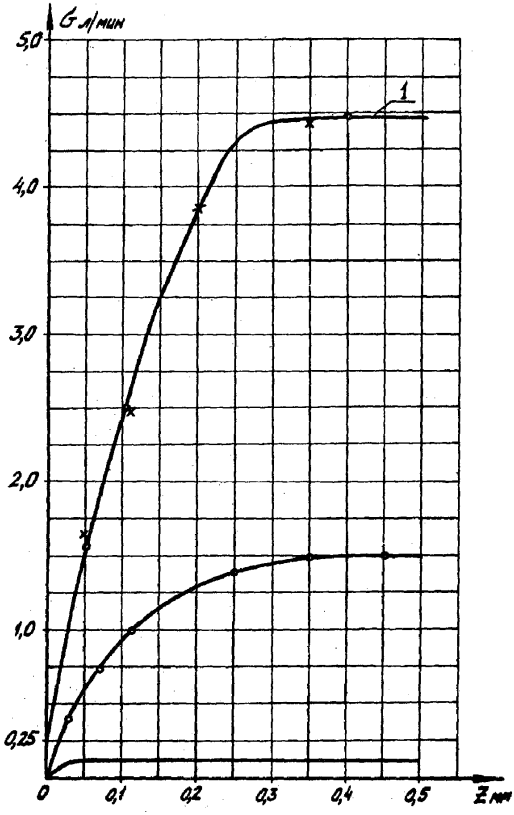


Рисунок АЖ.10 – Расходная характеристика клапанка усилительного элемента регуляторов РД-3А и РД-3М

Рабочие характеристики типового клапанка с дросселем позволяют применять их во всех типах регуляторов и устройствах защиты, описание которых дано в разд. АЖ.9.

В качестве исполнительных устройств в регуляторах могут применяться клапаны РК-1 с условными диаметрами от 50 до 1000 мм, которые в настоящее время выпускаются промышленностью.

Следует учитывать, что для клапанов с условными диаметрами 700 и 1000 мм пропускная способность типовых клапанков часто бывает недостаточной для обеспечения качественного регулирования. Для увеличения расхода управляющей среды в этих случаях следует применять схемы регуляторов с дополнительными усилителями или использовать клапанки А4.

АЖ.8.5 В рассматриваемых РНПД в качестве исполнительного устройства используются регулирующие клапаны РК-1, оснащенные МИМ.

Основным преимуществом МИМ является простота устройства и изготовления, отсутствие трущихся поверхностей, возможность надежной работы при значительном загрязнении рабочей среды и деталей привода.

Недостатком привода МИМ является небольшой ход. Увеличить ход можно за счет применения формованных мембран или увеличения размеров всего привода.

Основными элементами МИМ являются чаши привода, мембрана и жесткий центр.

Мембрана привода может быть формованной или плоской. В связи со сложностью изготовления формованных мембран они применяются только для приводов небольшого размера с диаметром заделки от 200 до 250 мм.

Основным типом мембран на практике являются плоские мембраны, изготавливаемые из резинового листа с одной-двумя тканевыми прокладками. Допускается изготавливать мембраны из транспортерной ленты толщиной от 3 до 10 мм в зависимости от диаметра привода, однако такие мембраны имеют повышенную жесткость и в начальный период эксплуатации не обеспечивают требуемого хода.

Плоские мембраны следует устанавливать между фланцами чаш привода так, чтобы она имела предварительный напуск. Вытяжку заготовки мембраны для получения напуска и разметку отверстий можно выполнять по верхней или нижней чаше, нагрузив середину мембраны каким-либо грузом.

Усилие, развиваемое приводом, может быть определено по формуле:

$$Q = P_{\text{х}} \cdot F_{\text{эфф}}. \qquad \text{(АЖ.18)}$$

Эффективная площадь мембраны МИМ может быть определена по формуле:

$$F_{эфф} = \frac{\pi}{12}(d_з^2 + d_з \cdot d_ц + d_ц^2), \qquad \text{(АЖ.19)}$$

где $d_з$ – диаметр заделки мембраны по внутреннему диаметру фланцев чаш привода, см;

$d_ц$ – диаметр жесткого центра привода, см.

Эта формула может применяться для приближенных расчетов привода.

Для более точных расчетов усилие, развиваемое приводом, следует определять по формуле:

$$Q = \varphi C P F, \qquad \text{(АЖ.20)}$$

где φ – коэффициент эффективности привода при нулевом прогибе мембраны. Для плоских мембран различных толщин от 3 до 5 мм и диаметром заделки от 100 до 300 мм как с тканевыми прокладками, так и без прокладок, при соотношении $d_ц/d_з = 0{,}8$ $\varphi = 0{,}78$. Это значение действительно для давлений от 1 до 8 кгс/см^2;

C – коэффициент неравномерности, учитывающий изменения эффективной площади в зависимости от прогиба мембраны;

ΔP – перепад давлений на мембране, кгс/см^2;

F – площадь мембраны по диаметру заделки, см^2.

Коэффициент C для мембран, установленных с напуском, при толщине от 5 до 7 мм, наличии одной тканевой прокладки, значении хода (минус $0{,}8d_з$), давлении до 12 кгс/см^2 может быть определен по формуле:

$$C = 1 + 200\left(\frac{h}{d_з}\right)^3 + \left(\frac{h}{d_з}\right)^4 \qquad \text{(АЖ.21)}$$

Здесь значение хода h принимается отрицательным, когда мембрана находится в нижнем положении, и положительным, когда мембрана занимает верхнее положение.

Расчет мембраны на прочность может быть выполнен по формуле:

$$0{,}7 \cdot F_к \cdot P_х = \pi \cdot в \cdot d_з\,[\tau], \qquad \text{(АЖ.22)}$$

где $P_х$ -давление управляющей среды, кгс/см^2;

$F_к$ – кольцевая площадь мембраны, см^2

$$F_к = 0{,}785\left(d_з^2 - d_ц^2\right);$$

$\pi \cdot в \cdot d_з\,[\tau]$

$в$ – толщина мембраны, см;

$[\tau]$ – допустимое напряжение на срез. В расчетах можно принимать при:

$в$ = 5 мм $\qquad [\tau] = 24$ кгс/см^2;

$в$ = 7 мм $\qquad [\tau] = 21$ кгс/см^2.

Ход мембраны h может быть принят не более $0{,}16d_з$ для плоских мембран и от 0,2 до $0{,}25d_з$ для формованных мембран.

АЖ.9 Принцип действия и схемы включения регуляторов

АЖ.9.1 В данном разделе рассматривается принцип действия и схемы включения регуляторов АСР тепловых сетей на базе гидравлических регуляторов конструкции ОРГРЭС, источником энергии для которых является вода из тепловой сети или водопровода.

На основе гидравлических регулирующих приборов могут быть построены регуляторы, выполняющие следующие функции:

- регулятор давления «После себя» – для поддержания постоянства давления в объекте регулирования (трубопроводе) после РО исполнительного устройства (ИУ);
- регулятор давления «До себя» – для поддержания постоянства давления в объекте регулирования (трубопроводе) до РО исполнительного устройства;
- регулятор перепада давлений (расхода) – для поддержания постоянной разности давлений, измеренной либо между подающим и обратным трубопроводами, либо на диафрагме или насосах;
- регулятор температуры для закрытых и открытых (регулятор РТ-ГВ) систем горячего водоснабжения.

Кроме того, на основе основных гидравлических регуляторов могут быть построены другие специализированные АСР, обеспечивающие выполнение определенных технологических функций, и устройства технологической защиты тепловых сетей и потребителей при аварийном нарушении заданных режимов работы, сопровождающихся возникновением недопустимых значений регулируемого параметра.

Среди этих АСР можно выделить:

- устройства технологической защиты (рассечка магистралей тепловых сетей на изолированные зоны; быстродействующие сбросные устройства различной конструкции для защиты оборудования источников тепла и тепловых сетей от повышения давления сверх допустимого при нестационарных переходных гидравлических режимах);
- регуляторы подпитки (для поддержания постоянства давления в обратном трубопроводе);
- регуляторы уровня (для поддержания постоянства уровня в открытых и закрытых емкостях).

АЖ.9.2 Регулятор давления «После себя» (рисунок АЖ.11) состоит из прибора П (РД-3М) с клапанком, собранным по схеме н.о. и регулирующего клапана К (РК-1).

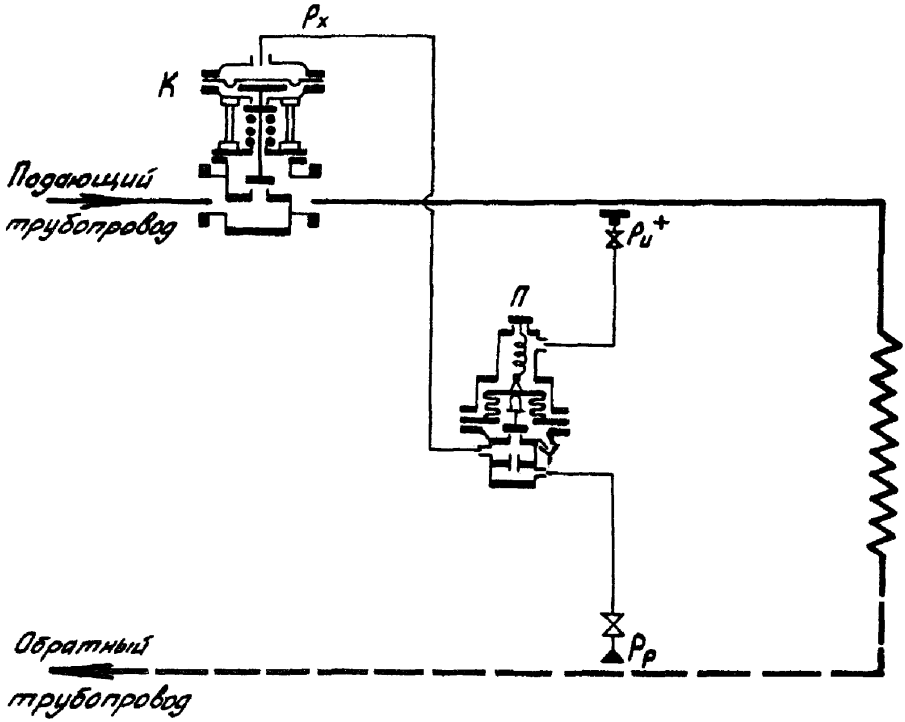


Рисунок АЖ.11 – Принципиальная схема регулятора давления «После себя»

Регулируемая величина – давление среды из точки $P_и^+$ поступает по импульсной линии на ЧЭ прибора – сильфон сильфонной камеры, где создает усилие, пропорциональное $P_и^+$ и эффективной площади сильфона.

В то же время на сильфон в противоположном направлении действует усилие от пружины настроечного элемента (задатчика).

При векторном сложении этих усилий на ЧЭ возникает результирующее усилие, которое изменяется синхронно изменению регулируемой величины и может

быть скомпенсировано изменением усилия пружины задатчика, т.е. Ее растяжением или сжатием. Причем перемещение донышка сильфона ЧЭ пропорционально возникшей разнице усилий на сильфоне, которая в свою очередь пропорциональна изменению регулируемого параметра или рассогласованию по регулируемому параметру.

Перемещение донышка сильфона передается на золотник УЭ управляющего клапанка, который работает по принципу «сопло-заслонка».

Таким образом конструкция регулирующего прибора РД-3М обеспечивает трансформирование изменения регулируемого параметра в пропорциональное перемещение золотника управляющего клапанка, который в свою очередь формирует командное воздействие P_x по фазе соответствующее изменению регулируемого параметра.

Золотник нормально открытого клапанка при увеличении давления $P_и^+$ закрывает линию слива рабочей среды в дренаж. Вследствие итого командное воздействие P_x, поступающее на ИМ клапана, увеличивается, и ИМ перемещает РО, уменьшая проходное сечение, клапана К, что приводит к уменьшению давление после клапана.

Другой регулятор давления «После себя» (рисунок АЖ.12) состоит из прибора П (РД-3А или РД-3М) с управляющим клапанком, собранным по схеме н.з., двух импульсных клапанов У1 и У2 (ИК-25) и клапана К (D_y =1000 мм).

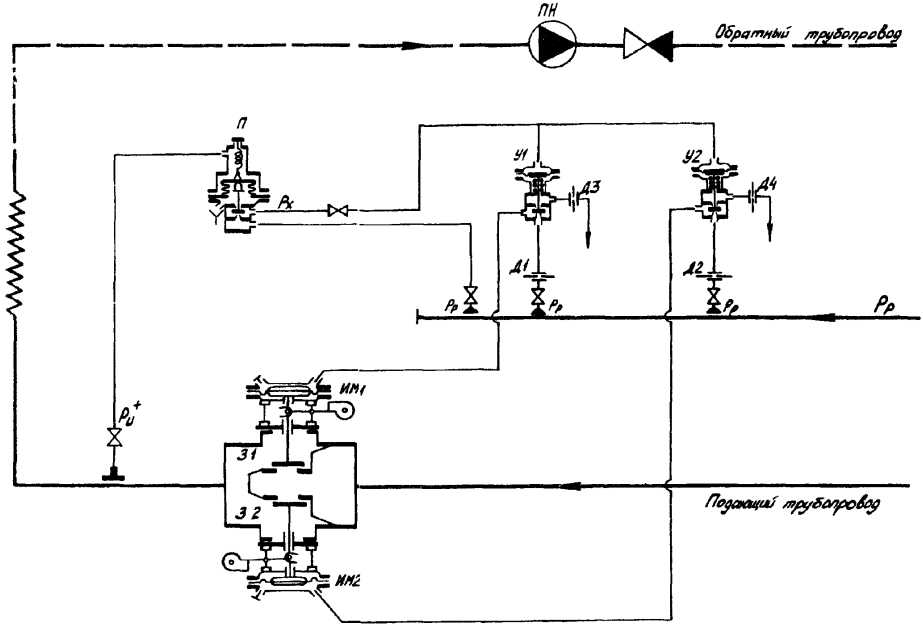


Рисунок АЖ.12 – Принципиальная схема регулятора давления «После себя» с клапаном D_y =1000 мм

Работает регулятор следующим образом:

- при увеличении, например, давления $P_{и}^{+}$ в обратном трубопроводе свыше заданного управляющий клапанок прибора П увеличивает объем слива рабочей среды, уменьшая тем самым командное воздействие $P_{х}$, которое подводится на гидроприводы клапанов У1 и У2 Вследствие уменьшения командного воздействия $P_{х}$ клапаны У1 и У2 переключаются на подачу рабочей среды в ИМ1 и ИМ2 клапана, что вызывает увеличение давления $P_{х1}$. В результате затворы 31 и 32 перемещаются на закрытие, проходное сечение клапана уменьшается, что вызывает уменьшение давления $P_{и}^{+}$ в трубопроводе до заданного значения.

- при уменьшении давления $P_{и}^{+}$ в трубопроводе по сравнению с заданным действие регулятора противоположно описанному выше и вызывает увеличение давления в трубопроводе после клапана.

АЖ.9.3 Вновь разработанный регулирующий клапан РК-1 $D_{у}$ 1000 мм, $P_{у}$=2,5 МПа имеет условную пропускную способность, значительно превышающую пропускную способность клапана РК-1 на условный диаметр 700 мм, и конструкцию, в значительной степени унифицированную с этим клапаном, что обеспечивает полную совместимость с элементами регуляторов АСР тепловых сетей.

Клапан предназначен для работы в гидравлических регуляторах давления «До себя» и «После себя», перепада давлений, а также устройствах защиты.

Построение и работа гидравлических регуляторов, в состав которых в качестве исполнительного устройства входит этот клапан, а также их наладка в целом не отличаются от работы и наладки регуляторов, в состав которых входят клапаны РК-1 меньшего диаметра.

Особенностью конструкции клапана РК-1 $D_{у}$ 1000 мм является наличие двух исполнительных механизмов и двух независимых регулирующих органов, причем работа двух исполнительных механизмов принципиально не отличается от работы одного привода других клапанов РК-1.

Из-за наличия двух приводов, один из которых располагается над клапаном, а другой под ним, появляется разница гидростатических давлений в ИМ. Влияние разницы гидростатического давления может быть усилено или уменьшено в зависимости от отметки расположения приборов АСР по отношению к нижнему и верхнему ИМ. Расстояние между верхним и нижним ИМ составляет 3 м, следовательно, разница давлений в них может достигать 0,03 МПа.

При проектировании и монтаже регуляторов влияние разницы давлений в ИМ должно быть по возможности ослаблено, что достигается расположением приборов ГАСР на отметке оси трубопровода. В этом случае в нижнем ИМ будет наблюдаться постоянное избыточное гидростатическое давление 0,015 МПа. Наличие этого давления в нижнем приводе не оказывает отрицательного влияния на работу регуляторов и проявляется в запаздывании открытия нижнего затвора по сравнению с верхним. Напротив, последовательное открытие затворов оказывает положительное влияние на протекание переходных гидравлических процессов, сглаживая возникающие при этом всплески давления в сети.

Влияние гидростатического давления в нижнем ИМ невелико, но должно учитываться при проектировании объектов тепловых сетей и выборе мест расположения приборов, входящих в состав регулятора. Расположение приборов от 3

до 4 м выше оси трубопровода может вызвать существенные нарушения в работе регуляторов.

Другим следствием наличия двух приводов является необходимость повышенного расхода рабочей среды для работы регуляторов. Увеличение расхода рабочей среды достигается введением в схемы регуляторов дополнительных усилителей – импульсных клапанов ИК-25. Клапаны этого типа имеют условную пропускную способность K_v = 6 т/ч, что значительно превышает требуемый для работы регуляторов расход рабочей среды.

Требуемая скорость регулирования обеспечивается установкой дроссельных шайб на линиях командного воздействия. Диаметр дроссельных шайб рассчитывается в соответствии с п. АЖ.3.5.

Клапан в заводском варианте поставки не может использоваться в бессливных схемах ГАСР, так как не имеет сальника на нижней чаше привода. При необходимости применения бессливных схем клапан может быть легко модернизирован путем установки унифицированного сальника с сальником клапана D_y=700 мм.

АЖ.9.4 Регулятор давления «До себя» (рисунок АЖ.13) состоит из прибора П (РД-3М) с клапанком, собранным по схеме н.з., и регулирующего клапана К (РК-1).

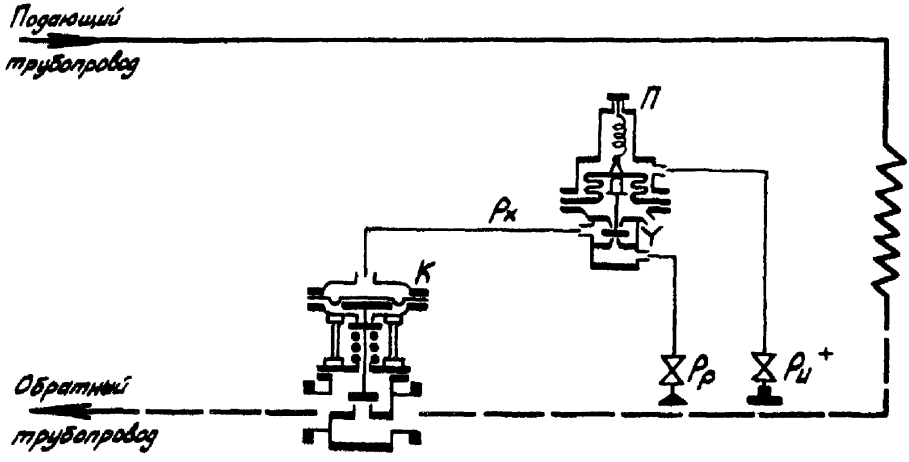


Рисунок АЖ.13 – Принципиальная схема регулятора давления «До себя»

Работа регулятора в целом аналогична работе регулятора давления «После себя». Перемещение донышка сильфона при изменении регулируемого параметра $P_и^+$ передается на золотник клапанка и трансформируется в пропорциональное изменение командного воздействия $P_х$, но при этом увеличение $P_и^+$ приводит к увеличению слива рабочей среды в дренаж и уменьшению управляющего воздействия $P_х$, и, напротив, при уменьшении $P_и^+$ управляющее воздействие $P_х$ увеличивается, т.е. УЭ прибора формирует управляющее воздействие $P_х$ в противофазе по отношению к регулируемой величине.

Вследствие такой работы УЭ прибора РД-3М при увеличении $P_{и}^{+}$ происходит перемещение РО клапана К на открытие, а при уменьшении $P_{и}^{+}$ происходит перемещение на закрытие.

Регулятор давления «До себя» (рисунок АЖ.14) состоит из прибора П (РД-3А или РД-3М), двух импульсных клапанов У1 и У2 (ИК-25) и регулирующего клапана К ($D_{у}$ 1000 мм). В приборе П установлен управляющий клапанок, собранный по схеме н.о. Клапан К имеет два гидропривода ИМ1 и ИМ2 и два затвора 31 и 32.

Давление регулируемой среды $P_{и}^{+}$ поступает на прибор П, который трансформирует изменение давления $P_{и}^{+}$ в переменное командное давление $P_{х}$, которое подводится на ИМ клапанов У1 и У2. Клапаны У1 и У2 необходимы в связи с большим суммарным объемом ИМ клапана $D_{у}$ 1000 мм. Расход рабочей среды через управляющий клапанок прибора П не может обеспечить требуемой скорости перемещения РО клапана. Требуемая скорость перемещения РО обеспечивается установкой дроссельных шайб Д1, Д2, Д3 и Д4. Диаметр шайб определяется расчетным путем при наладке регуляторов.

Работает регулятор следующим образом: при повышении, например, давления $P_{и}^{+}$ в обратном трубопроводе свыше заданного, управляющий клапанок прибора П уменьшает объем слива рабочей среды, увеличивая тем самым командное воздействие $P_{х}$, которое подводится на ИМ клапанов У1 и У 2. Вследствие увеличения командного воздействия $P_{х}$ клапаны У1 и У2 переключаются на сброс рабочей среды из ИМ1 и ИМ2 клапана, что вызывает уменьшение давления $P_{х1}$. В результате затворы 31 и 32 перемещаются на открытие, проходное сечение клапана увеличивается, что обеспечивает уменьшение давления $P_{и}^{+}$ в трубопроводе до заданного значения.

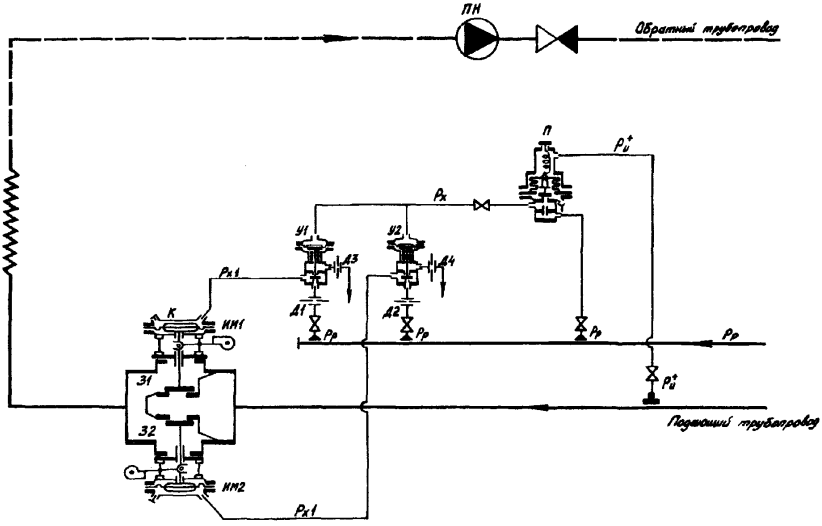


Рисунок АЖ.14 – Принципиальная схема регулятора давления «До себя» с клапаном $D_{у}$ 1000 мм

При уменьшении давления $P_{и}^{+}$ в трубопроводе ниже заданного действие регулятора противоположно описанному выше и вызывает увеличение давления в трубопроводах до клапана.

АЖ.9.5 Регулятор давления «После себя» с устройством защиты по останову насосов (рисунок АЖ.15) предназначен для поддержания давления в трубопроводе после клапана и плотного перекрытия прохода регулируемой среды при аварийном останове насосов и прекращении циркуляции в сети.

Регулятор давления состоит из прибора П1 (РД-3А или РД-3М) и двух перепускных клапанов У1 и У2 (ИК-25). Работает регулятор так же, как описано в п. АЖ.9.2, но в данном случае командное воздействие от прибора П1 к ИМ1 и ИМ2 клапана К проходит через перепускные клапаны У3 и У4.

Устройство защиты обеспечивает быстрое закрытие клапана при нарушении гидравлического режима в сети, что имеет место при аварийном останове перекачивающих насосов. Прибор П2 устройства защиты при нормальном рабочем гидравлическом режиме создает командное воздействие $P_{х2}$, поступающее на ИМ клапанов У3 и У4. При этом клапаны переключаются, обеспечивая герметичное перекрытие прохода рабочей среды из источника и открытие линии командного воздействия на гидроприводы ИМ1 и ИМ2 командного воздействия, поступающего от клапанов У1 и У2 и по фазе совпадающего с командным сигналом, вырабатываемым прибором П1.

При аварийном останове насосов давление $P_{х2}$ быстро увеличивается; при превышении предела настройки прибора П2 его управляющий клапанок переключается на сброс давления из гидроприводов клапанов *У*3 и *У*4. Клапаны переключаются, обеспечивая перекрытие линии командного воздействия от клапанов *У*1 и *У*2 и подачу рабочей среды с большим расходом из источника через клапаны *У*3 и *У*4 в приводы ИМ1 и ИМ2, что позволяет быстро и плотно закрыть затворы клапана *З*1 и *З*2, предотвращая повышение давления на стороне всасывания насосов выше допустимого.

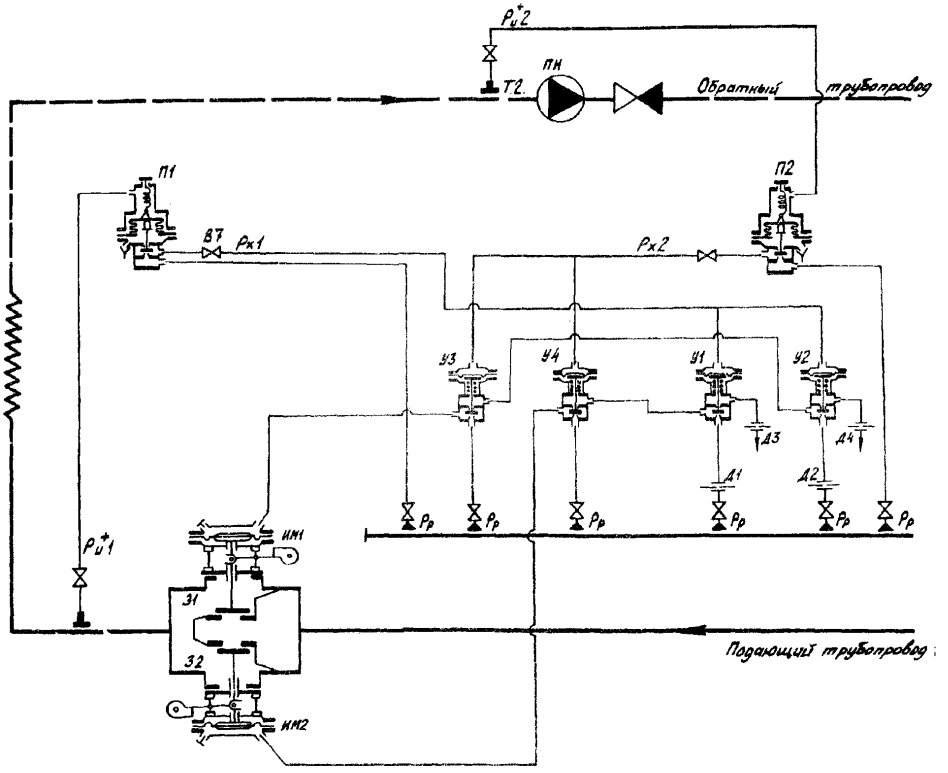


Рисунок АЖ.15 – Принципиальная схема регулятора давления «После себя» с устройством защиты но останову насосов

При пуске насосов и понижении давления на стороне всасывания насосов P_{x2} прибор П2 отключает устройство защиты. При этом включается в работу регулятор давления (РС-1 D_y 1000 мм), а рабочая среда будет сливаться из гидроприводов ИМ1 и ИМ2 через дроссели Д3 и Д4, что обеспечит за счет медленного открытия затворов 31 и 32 плавный переход к нормальному режиму.

АЖ.9.6 Регулятор перепада давлений (расхода) (рисунок АЖ.16) состоит из прибора П с клапанком, собранным по схеме н.о., и регулирующего клапана К (РК-1).

Отличием от описанных выше регуляторов является то, что на ЧЭ прибора подводится давление $P_и^+$ и $P_и^-$ из двух точек канала регулирования, а на донышке сильфона происходит векторное сложение трех сил.

При этом действие сил на донышко сильфона от давлений $P_и^+$ и $P_и^-$ может быть заменено действием их разницы, т.е. регулируемым параметром для регулятора является перепад давлений между двумя точками канала регулирования.

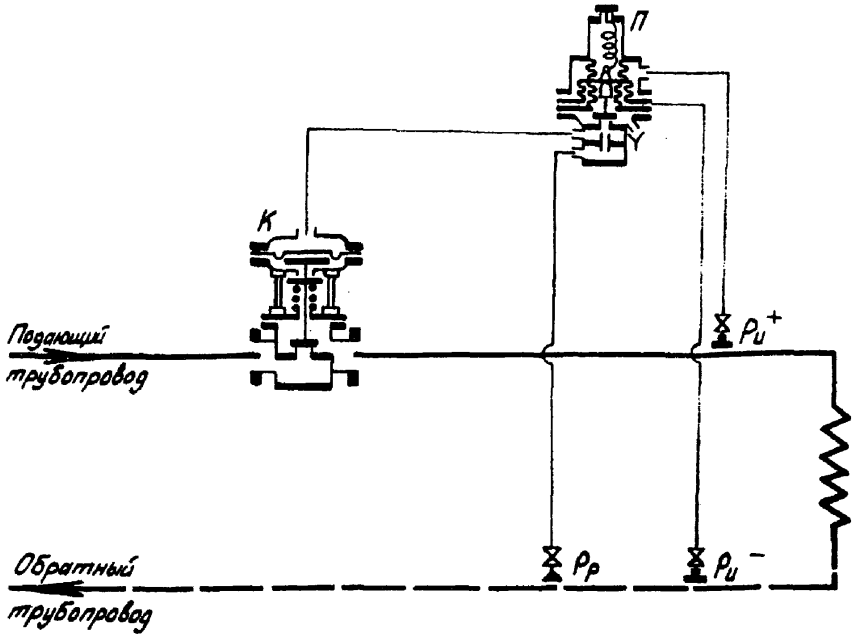


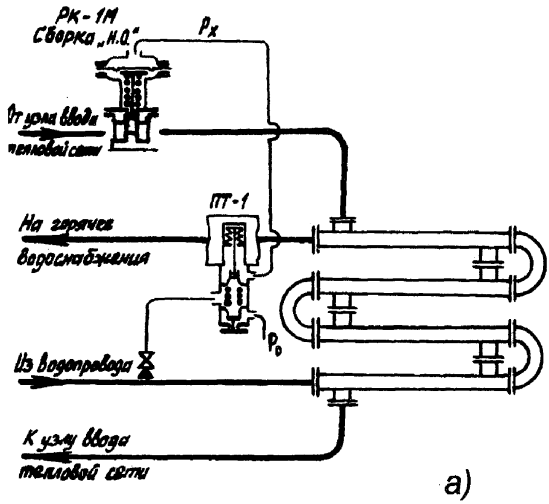
Рисунок АЖ.16 – Принципиальная схема регулятора перепада давлений

В остальном регулятор работает так же, как регулятор давления «После себя».

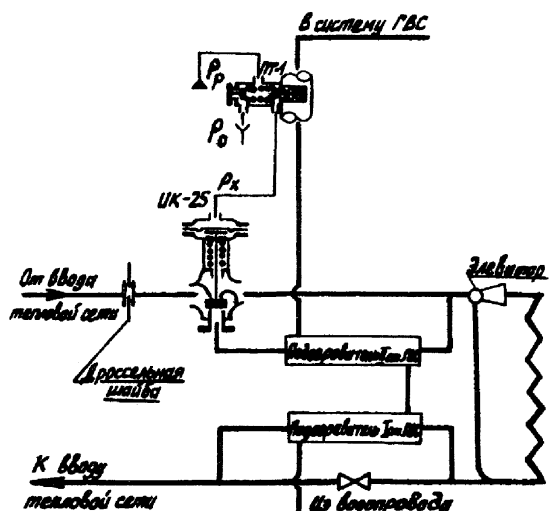
АЖ.9.7 Регуляторы температуры используются для автоматизации подогревателей ГВС, различного рода теплообменников, калориферов и др.

В качестве регулирующих приборов используются датчики температуры (преобразователи) ТМП (выпуск прекращен), ПТ-1-1, ПТ-1-2 и ПРТ-1. Преобразователи являются чувствительно-усилительными элементами гидравлических регуляторов температуры непрямого действия и применяются для закрытых систем ГВС, в качестве исполнительных механизмов к ним применяются регулирующие клапаны РК-1М, РК-2, УРРД-М и ИК-25 на D_y от 25 до 100 мм. Схема подключения приведена на рисунке АЖ.17.

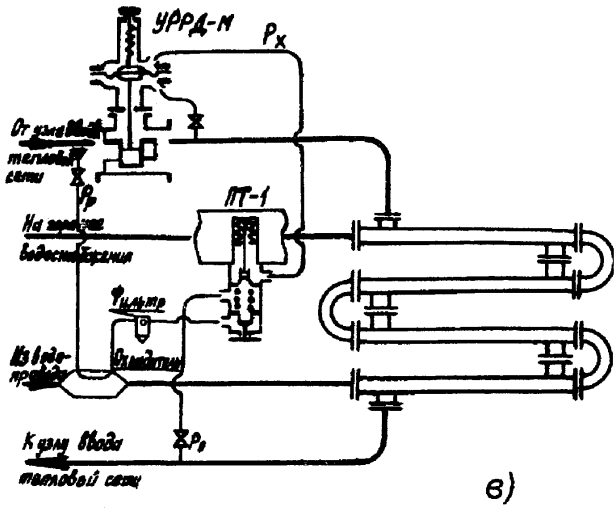
Для автоматизации открытых систем ГВС промышленностью выпускается регулятор РТ-ГВ (рисунок АЖ.18).


РК-1М
Сборка „Н.О."
P_x
От узла ввода
тепловой сети
ПТ-1
На горячее
водоснабжение
P_0
Из водопровода
К узлу ввода
тепловой сети

а)

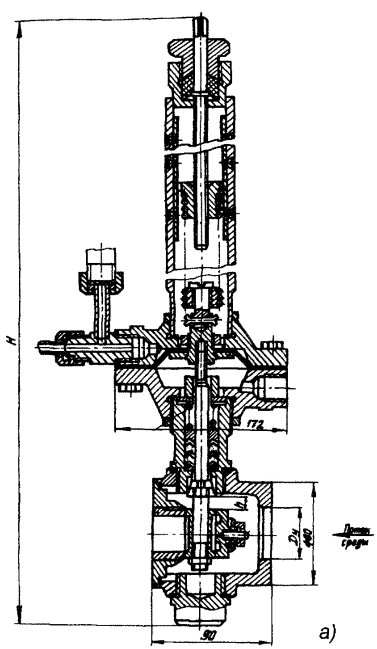

В систему ГВС
P_P
ПТ-1
P_0
ИК-25
P_x
От ввода
тепловой сети
Элеватор
Дроссельная
шайба
К вводу
тепловой сети
Из водопровода

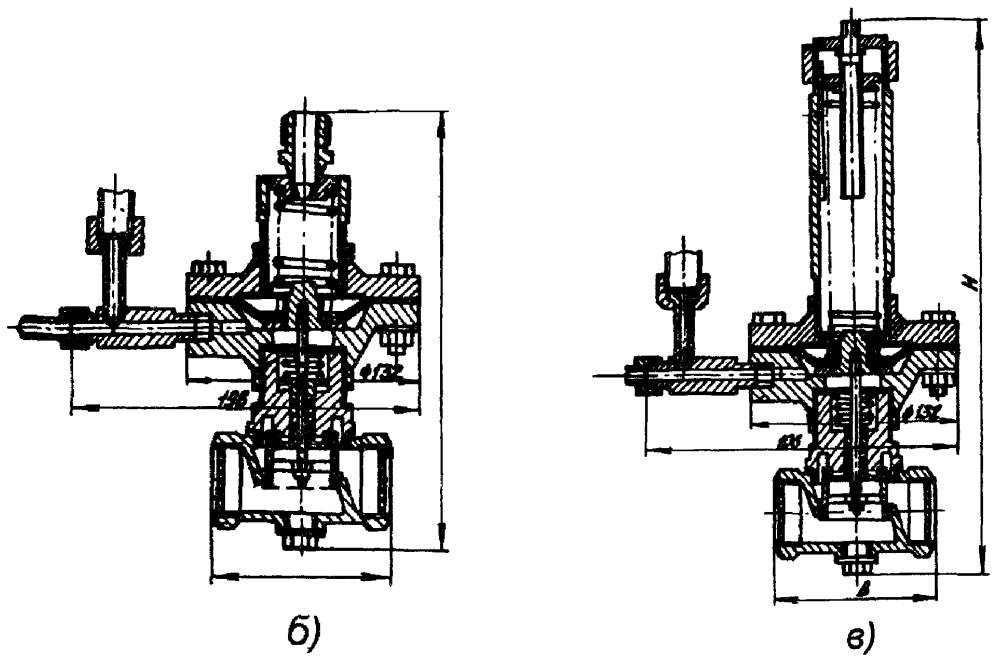
б)



а) – сливная; *б)* – бессливная;
в) – с последовательным включением подогревателей ГВС
с помощью приборов ПТ-1 и ИК-25

Рисунок АЖ.17 – Схемы включения преобразователей температуры в систему ГВС





а) – исполнительное устройство D_y 50 и 80 мм;
б) – исполнительное устройство D_y 20; 25; 32; 40 мм;
в) – устройство защиты $D_б$ 20; 25; 32; 40 мм

Рисунок АЖ.18 – Регулятор РТ-ГВ

Схема подключения РТ-ГВ показана на рисунке АЖ.19.

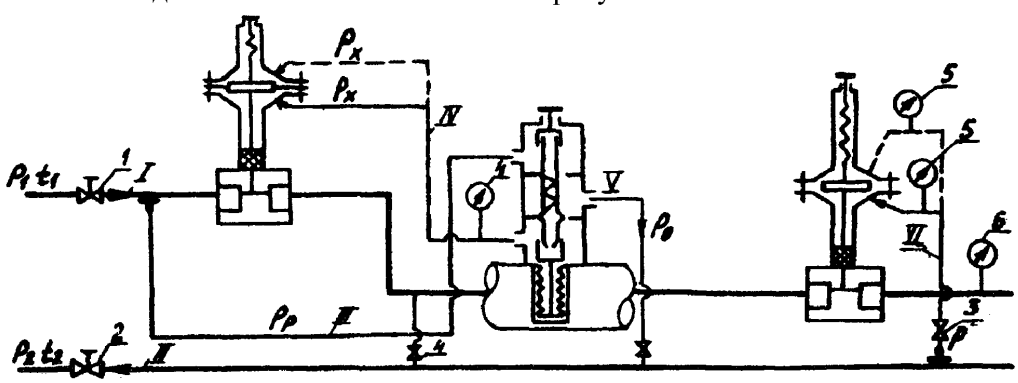


Рисунок АЖ.19 – Схема подключения РТ-ГВ (бессливная)

Для автоматического регулирования температуры в системах централизованного горячего водоснабжения отдельных зданий предназначен регулятор РТЦВГ.

АЖ.9.8 На рисунке АЖ.20 приведена принципиальная схема АСР насосной станции на обратной магистрали тепловой сети. Профиль местности – понижающийся от источника тепловой энергии.

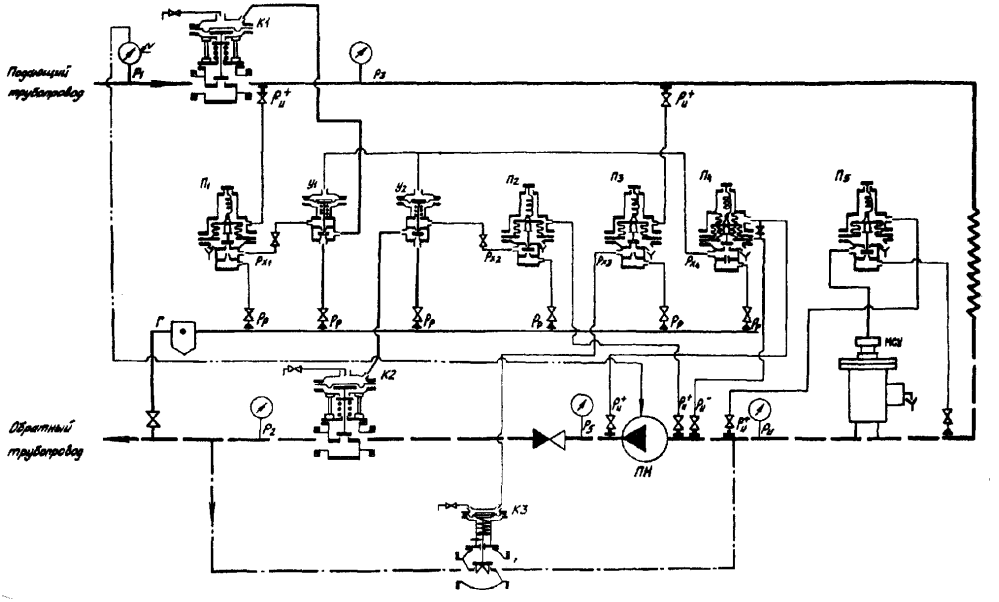


Рисунок АЖ.20 – Принципиальная схема автоматики и защиты насосной станции

Насосная станция оснащена следующими регуляторами:

- давления «После себя» для стабилизации давления в подающей магистрали второй зоны (элементы П1 и К1);
- давления «До себя» для стабилизации давления в обратной магистрали на стороне всасывания насосов (элементы П2 и К2);
- давления «После себя» (подпитки) для поддержания давления в обратной магистрали при останове насосов, прекращении циркуляции и рассечке сети на изолированные зоны (элементы П3 и К3);
- а также устройствами защиты:

УЗ4 для предотвращения повышения давления в зоне 2 (рисунок АЖ.21) при останове подкачивающих насосов и прекращении циркуляции путем рассечки сети на две зоны (элементы П4, У1, У2, К1 и К2);

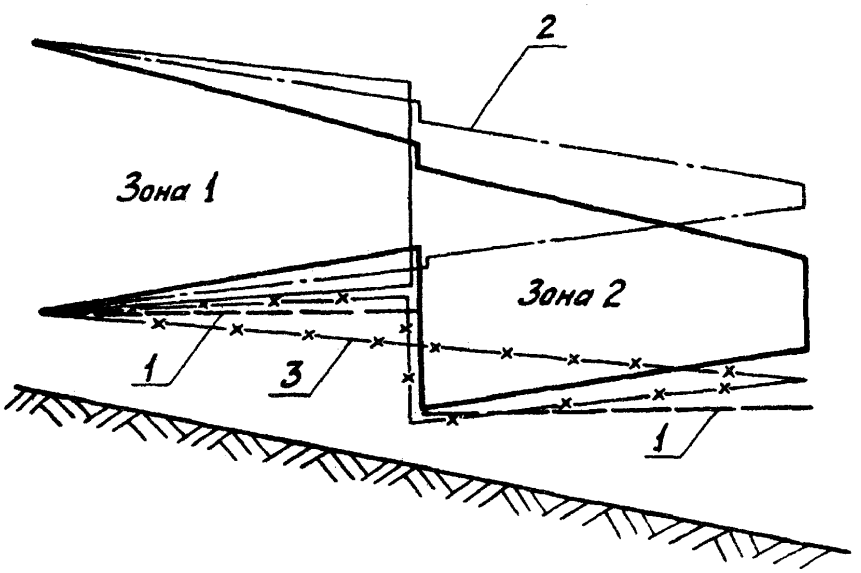


Рисунок АЖ.21 – Пьезометрический график тепловой сети

УЗ5 (быстродействующее предохранительное устройство) для предотвращения повышения давления в обратной магистрали сверх допустимого при отключении перекачивающих насосов или при прочих аварийных Нарушениях режима работы тепловой сети, сопровождающихся быстрым повышением давления сверх допустимого, в том числе имеющего волновой характер;

УЗ6 (электроконтактный манометр ЭКМ1) для отключения перекачивающих насосов при понижении давления в обратной магистрали при понижении давления в подающей магистрали.

В данной тепловой сети возможны следующие нарушения гидравлического режима:

- при отключении только подкачивающих насосов на обратной магистрали давление у потребителей в зоне 2 может превысить допустимое значение (линия 2 на рисунке АЖ.21). Кроме того, при достаточно большой протяженности магистрали (от 5 до 8 км) в концевой части обратного трубопровода перед насосами вероятно возникновение инерционного повышения давления, носящего волновой характер (гидроудар);
- при отключении только сетевых насосов на источнике тепла может произойти опрокидывание циркуляции в зоне 1 (линия 3 на рис АЖ.21);
- при отключении всех насосов статическое давление в зоне 2 может превысить допустимое значение (линия 1 на рисунке АЖ.21) и также возможно возникновение гидроударов в обратной магистрали.

При нормальном режиме работы сети включены сетевые насосы на источнике тепла и подкачивающие насосы на обратной магистрали.

Из схемы видно, что в устройство защиты УЗ4 входят два прибора П4 (РД-ЗМ), регулирующие клапаны К1 и К2 (РК-1) и перепускные клапаны У1 и У2 (ИК-25).

Давление $P_{из}$ и $P_{и2}$ поступает на ЧЭ прибора П4 устройства защиты УЗ4, который воспринимает и контролирует перепад этих давлений.

Усилие от этого перепада превышает усилие настроечной пружины прибора П4. Вследствие этого золотник нормально открытого клапанка прибора перекрывает слив рабочей среды в дренаж и открывает поступление ее на ИМ импульсных клапанов У1 и У2. При этом затворы клапанов У1 и У2 находятся в нижнем положении (нижнее проходное сечение клапанов закрыто, верхнее открыто).

Устройство защиты срабатывает при останове подкачивающего насоса. Давление при этом в точке $P_{и}^{-}$ повышается, что приводит к переключению собранного по схеме н.о. управляющего клапанка прибора П4 на сброс давления из ИМ клапанов У1 и У2. Импульсные клапаны ИК-25 при этом переключаются, герметично перекрывая линию $P_{х}$ от приборов П1 и П2 и открывая подачу с большим расходом из источника рабочей среды в ИМ клапанов К1 и К2. Вследствие этого РО полностью перекрывает проходное сечение клапанов, обеспечивая рассечку подающей и обратной магистралей.

В то же время регуляторы «До себя» и «После себя» находятся в режиме регулирования и выполняют функцию стабилизации давления в точках $P_{и1}$ и $P_{и2}$.

Например, при увеличении давления $P_{и1}$ поступает воздействие на сильфон ЧЭ прибора П1, создавая усилие, превышающее усилие пружины задатчика. Вследствие этого золотник нормально открытого клапанка прибора перекроет слив рабочей среды в дренаж и откроет поступление командного воздействия с давлением $P_{р}$ через клапан У1 на ИМ клапана К1. Поступление среды в ИМ клапана К1 вызывет перемещение затвора клапана в сторону уменьшения проходного сечения РО и понижения давления $P_{и1}$ после клапана К1.

При уменьшении давления $P_{и1}$ откроется сброс среды из ИМ клапана К1 через клапанок прибора П1. Под действием перепада давлений на затворе клапана К1 и рычага с грузом произойдет перемещение затвора в сторону увеличения проходного сечения РО и увеличения давления в точке $P_{и1}$.

Таким образом регулятор давления «После себя» выполняет стабилизирующую функцию.

Регулятор давления «До себя» выполняет функцию стабилизации давления в обратной магистрали до насосов.

При нарушении нормального режима работы – отключение подкачивающих насосов давление в нижней зоне сети до насосов начнет быстро повышаться, а перепад давлений $P_{из}$ и $P_{и2}$ уменьшится до нуля. Вследствие уменьшения перепада давлений нарушится баланс сил на ЧЭ прибора П4, а управляющий клапанок, собранный по схеме н.о., откроет сброс среды из ИМ клапанов У1 и У2 в дренаж. Клапаны У1 и У2 переключатся на подачу в ИМ клапанов К1 и К2 рабочей среды с большим расходом, а командные линии от приборов П1 и П2 окажутся перекрытыми. Клапаны У1 и К2 со скоростью, определяемой проходным сечением дросселей Д1 и Д2, закроются, обеспечивая плотную рассечку сети на две изолированные зоны. Скорость закрытия клапанов должна быть рассчитана таким образом, чтобы не вызвать в системе гидравлических ударов и обеспечить более раннее закрытие клапана (от 10 до 15 с)на подающей линии.

При отключении подкачивающих насосов в обратной магистрали наблюдается инерционное движение жидкости, которое вызывает быстрое повышение давления в зоне перед остановившимися насосами. В некоторых случаях это повышение давления имеет характер гидроудара и сопровождается быстрым (в пределах от 0,1 до 0,5 с) повышением давления до значения, намного превышающего допустимое для данной сети. Значение и скорость повышения давления могут быть определены расчетным путем.

Для защиты оборудования и трубопроводов систем теплоснабжения (источника тепловой энергии, тепловых сетей, систем теплопотребления) от повышения давления сетевой воды и гидравлических ударов необходимо использовать мембранные сбросные устройства (МСУ), характеристики которых приведены в таблице. Работает УЗ5 следующим образом: давление $P_{и}^{+}$ поступает на ЧЭ прибора П5 при давлении в магистрали, меньшем давления срабатывания МСУ, рабочее давление поступает через прибор на гидропривод МСУ и удерживает его в закрытом положении. При быстром повышении давления прибор П5 сбрасывает давление из гидропривода МСУ, что обеспечивает его быстрое открытие. Сброс среды из обратной магистрали препятствует возникновению гидроудара в сети при останове насосов. После понижения давления прибор П5 переключается на подачу давления в гидропривод МСУ, и сброс среды прекращается. Давление срабатывания МСУ должно быть больше статического давления в сети.

Наименование	Диаметр условного прохода D_y, мм	Пропускная способность K_v, $м^3/ч$	Условное давление регулируемой среды, МПа	Температура регулируемой среды, °С	Проходное сечение F, $см^2$	Вид привода	Назначение устройств
МСУ-80	70	95	1,0	+80	38	МИМ	Защита местных систем отопления
МСУ-300	300	500	1,0	+80	226	МИМ	Защита источников тепла, трубопроводов тепловых сетей, потребителей тепла

После рассечки сети на две зоны в работу включаются регуляторы подпитки, обеспечивающие поддержание требуемых значений статического давления отдельно, в верхней и нижней зонах. Регуляторы подпитки работают как регуляторы давления «После себя». Регулятор подпитки верхней зоны размещается на источнике тепла и на схеме не показан, регулятор подпитки нижней зоны обеспечивает перепуск воды из верхней зоны в нижнюю.

При пуске сети после включения подкачивающих насосов возникает перепад давлений между точками $P_{и3}$ и $P_{и2}$. Этот перепад воспринимается ЧЭ прибора П4, а управляющий клапанок, собранный по схеме н.о., прекращает сброс среды и от-

крывает поступление ее на ИМ клапанов У1 и У2. Клапаны переключаются, прерывают прямую подачу среды и открывают импульсные линии командного воздействия на ИМ клапанов К1 и К2 от приборов П1 и П2.

Регуляторы давления «До себя» и «После себя» включаются в работу и выводят клапаны К1 и К2 в режим регулирования.

Приложение АЖ.1
(справочное)
Регулирующие клапаны РК-1 (ИК-25)

АЖ.1.1 Назначение и конструкция

Регулирующий клапан РК-1 (ИК-25) с односедельным неразгруженным РО и МИМ является исполнительным устройством гидравлических регуляторов непрямого действия.

В комплекте с регулирующими приборами РД-3М, РД-3А, ПТ-1, ТМП и другими клапаны составляют регуляторы, обеспечивающие поддержание заданных значений различных технологических параметров неагрессивных жидкостей и газообразных сред на объектах систем теплоснабжения и теплопотребления, а также защиту этих объектов при нарушении гидравлического режима.

Клапан ИК-25 может применяться как ускоритель в схемах регулирования давления и устройствах технологической защиты (рассечка) тепловых сетей для увеличения скорости срабатывания клапанов РК-1 с большим условным проходом, а также как разделительное трехходовое исполнительное устройство.

Технические данные регулирующих клапанов РК-1 на условные диаметры от 25 до 1000 мм приведены в таблице.

Тип	Условный проход Dy, мм	Условное давление регулируемой среды P_y, МПа	Давление рабочей среды P_p, МПа	Температура, °С		Пропускная способность K_v, $м^3/ч$	Относительная протечка, % K_v	Ход S, мм	Масса, кг
				регулируемой среды	рабочей среды				
ИК-25	25	1,6	1,0	180	70	6±2	0	7	11,5
РК-1М	50	1,6	0,2-1,0	180	70	25±2,5	0,4	14±1	13,0
РК-1М	80	1,6	0,2-1,0	180	70	60±6	0,4	18±1	15,0
РК-2	50	1,6	0,2-1,0	180	70	25±2,5	1,0	–	25±1,0
РК-2	80	1,6	0,2-1,0	180	70	60±6,0	1,0	–	40±1,0
РК-1	150	1,6	0,2-1,0	180	70	250	0,01	31±2	240±10
РК-1	200	1,6	0,2-1,0	180	70	400	0,01	44±3	345±10
РК-1	250	1,6	0,2-1,0	180	70	600	0,01	50±3	395±10
РК-1	300	1,6	0,2-1,0	180	70	900	0,01	60±3	890±10
РК-1	400	1,6	0,2-1,0	180	70	1600	0,01	74±3	1140±20
РК-1	500	1,6	0,2-1,0	180	70	2500	0,005	86±3	1700±20
РК-1	600	1,6	0,2-1.0	180	70	3600	0,005	106±3	2000±20
РК-1	700	1,6	0,2-1,0	180	70	4900	0,005	130±3	3200±20
РК-1	700	2,5	0,2-1,0	180	70	4900	0,005	130±3	3800±20
РК-1	1000	2,5	0,2-1,0	180	70	10000	0,005	130±3	4752±20

Принцип действия клапанов заключается, в изменении расхода проходящей через него среды при изменении проходного сечения за счет перемещения затвора относительно седла в зависимости от изменения командного давления, поступа-

ющего на МИМ, которым они все оснащены от регулирующих гидравлических приборов.

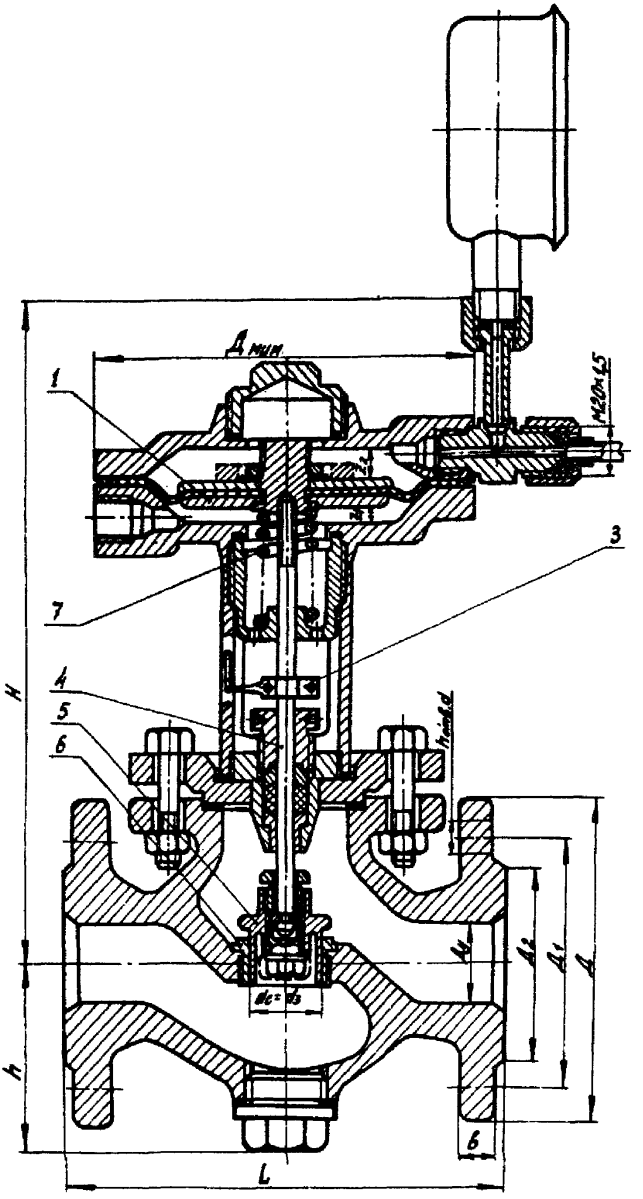


Рисунок АЖ.1.1 – Регулирующий клапан РК-2 D_y от 50 до 80 мм

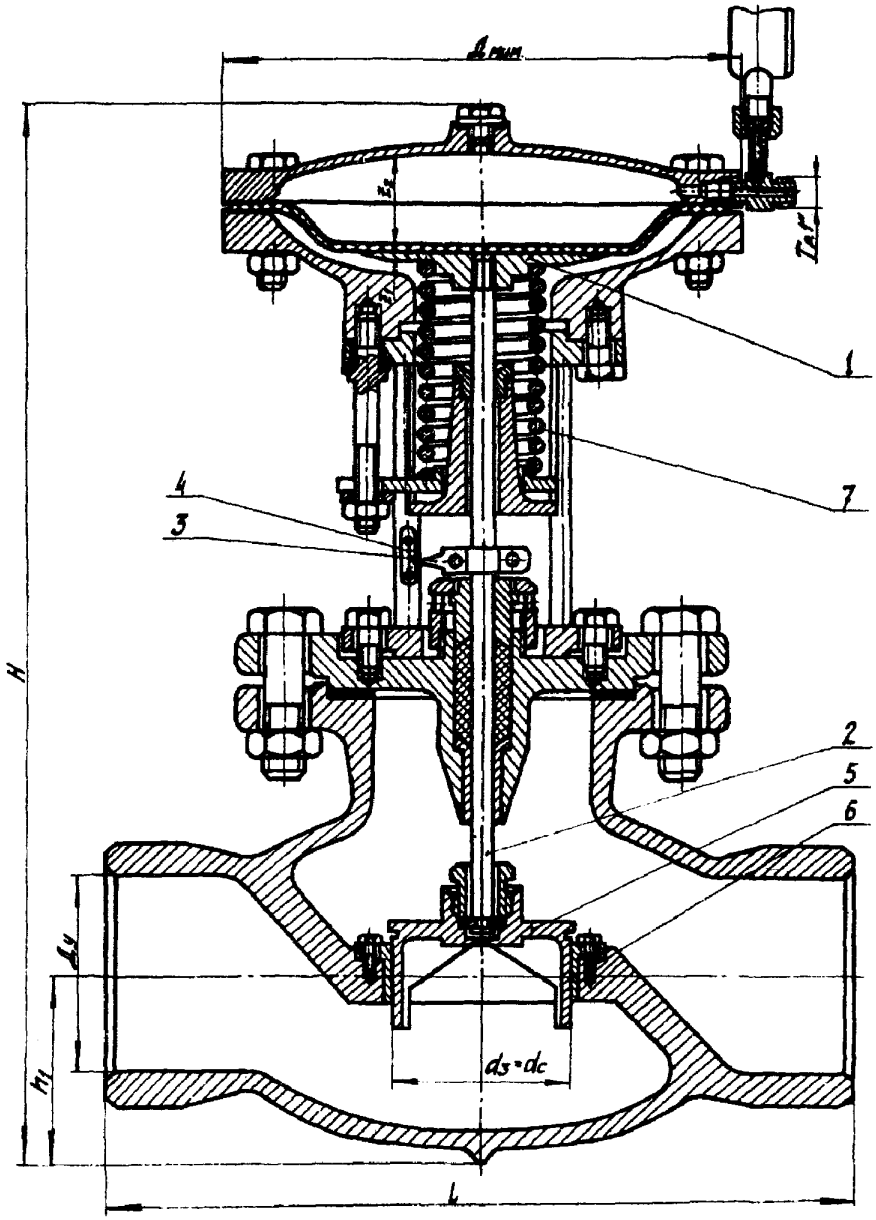
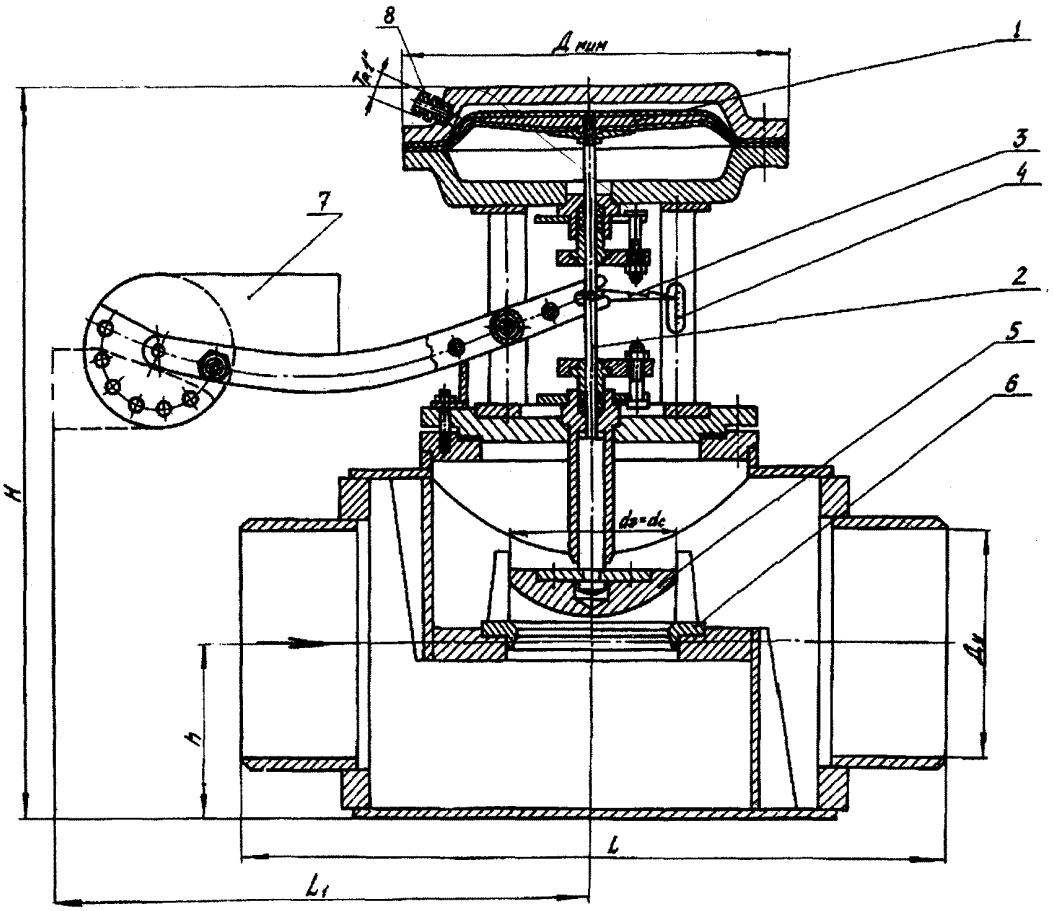


Рисунок АЖ.1.2 – Регулирующий клапан РК-1 D_y от 150 до 350 мм



1 – головка; 2 – пружинка; 3 – направляющая втулка с отверстиями для слива; 4 – клапанок; 5 – верхнее сопло; 6 – нижнее сопло; 7 – корпус; 8 – дроссель постоянного сечения

Рисунок АЖ.1.3 – Регулирующий клапан РК-1 D_y от 400 до 700 мм

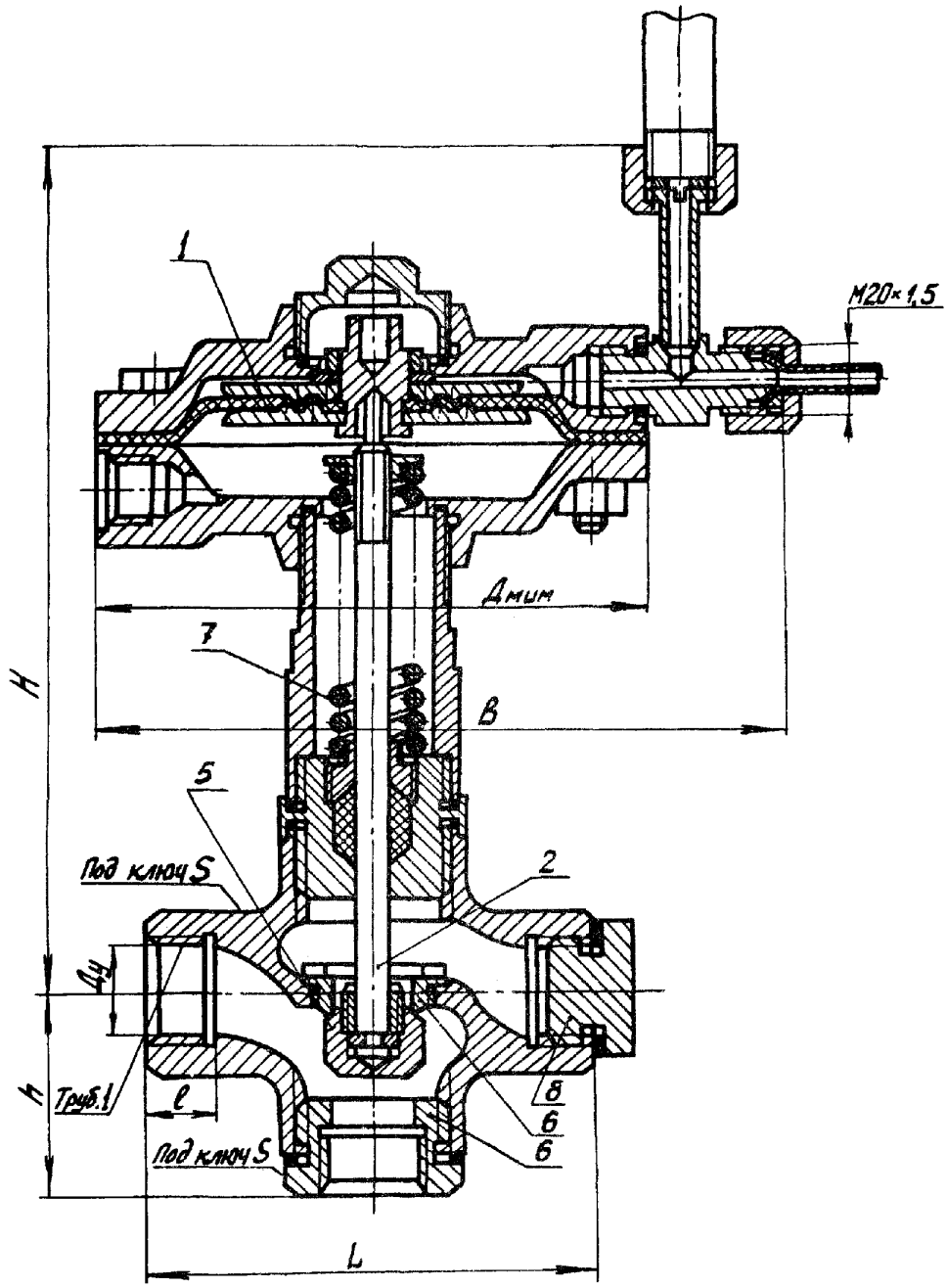


Рисунок АЖ.1.4 – Импульсный клапан ИК-25 D_y 25 мм

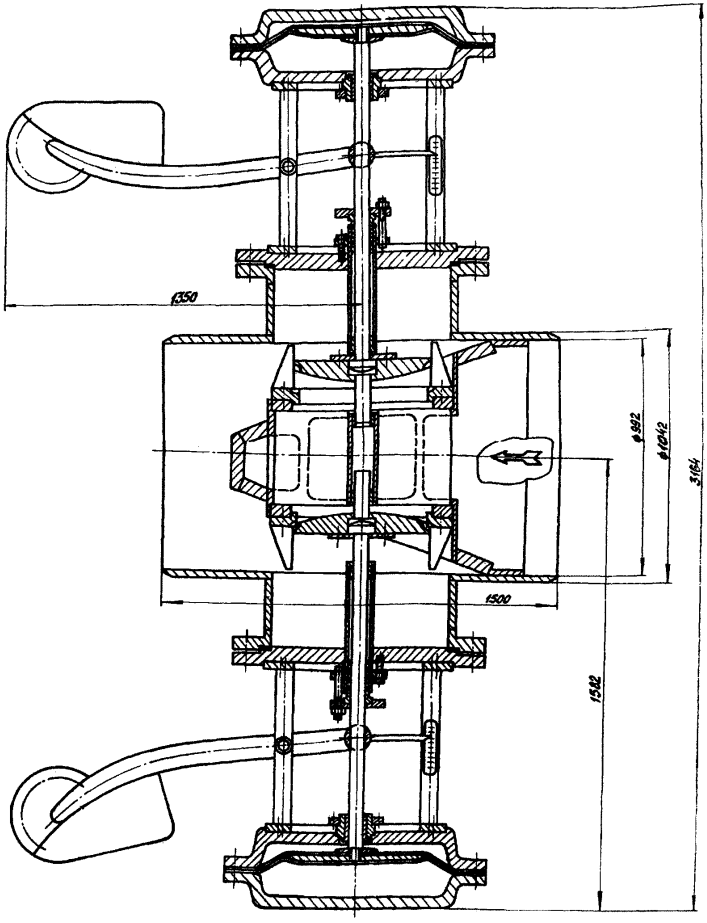


Рисунок АЖ.1.5 – Регулирующий клапан РК-1 D_y 1000 мм

По конструктивному исполнению основных узлов (корпуса, МИМ и РО) клапаны подразделяются:

- по конструкции корпуса – на литье (рисунки АЖ.1.1, АЖ.1.2 и АЖ.1.4) и сварные (рисунки АЖ.1.3 и АЖ.1.5);
- по материалу корпуса – на чугунные (СЧ 18) (см. рисунки АЖ.1.1 и АЖ.1.4) и стальные литые (25 Л) – см. рис. АЖ.1.2, стальные сварные из стали 20 и Ст. 3;
- по присоединению к трубопроводу – на приварные (см. рисунки АЖ.1.2-АЖ.1.4), фланцевые и муфтовые;
- по возможности организации воздействия командного давления P_x – на одностороннего (см. рисунки АЖ.1.1, АЖ.1.2, АЖ.1.4) и двустороннего (см. рисунок АЖ.1.3) действия;

- по противодействующему усилию – на пружинные (см. рисунки АЖ.1.1, АЖ.1.2, АЖ.1.4) и грузовые (см. рисунки АЖ.1.3, АЖ.1.5);
- по схеме сборки РО – на закрывающие – нормально открытые (н.о.) и открывающие нормально закрытые (н.з.).

Основная схема сборки РО – н.о. Однако с учетом особенностей некоторых объектов регулирования (деаэрационные установки, подпиточные линии и др.) конструкция клапанов с условным диаметром от 50 до 250 мм, удовлетворяющих большинство объектов такого рода, предусматривает возможность сборки их по схеме н.з. при оговаривании в заказе. Клапаны с условным диаметром более 300 мм собираются только по схеме н.о.

АЖ.1.2 Особенности наладки

Для приведения хода клапана в соответствие с техническими данными необходимо:

- обеспечить минимальное значение зазора Z_1 в пределах от 1 до 3 мм, путем выворачивания жесткого центра (см. рисунки АЖ.1.1, АЖ.1.2) относительно штока (если зазор отсутствует, то нет полного перекрытия проходного сечения седла);
- выставить стрелку шкалы на ноль при полном перекрытии затвором седла;
- обеспечить $Z_2 = s$, где s – высота окна или полный ход клапана.

Затяжку сальниковых уплотнений следует производить таким образом, чтобы обеспечивать герметичность вывода штока при сохранении плавности и легкости его хода при перемещении вручную.

Для обеспечения полного открытия регулирующего клапана при малых перепадах давлений на РО необходимо увеличить степень поджатия возвратной пружины или развернуть груз (см. рисунки АЖ.1.3, АЖ.1.5) для увеличения плеча рычага.

После определения оптимального хода РО клапана, требуемого для поддержания заданного параметра при максимальной нагрузке, дальнейшее открытие РО требуется ограничить. Ограничение открытия обеспечивается установкой шайбы (см. рисунок АЖ.1.1) или упора (см. рисунок АЖ.1.4) и позволяет увеличить скорость отработки регулятором (в состав которого входит и клапан) внешних возмущений.

Клапан ИК-25 применяется как:

- дополнительный ускоритель в схемах регулирования давления и автоматической защиты (рассечки) тепловых сетей для увеличения скорости перемещения РО клапанов с большим диаметром условного прохода (свыше 250 мм);
- исполнительное устройство в гидравлических регуляторах давления, перепада давлений, расхода, уровня или температуры непрямого действия в комплекте с приборами РД-3М ТМП и др.;
- разделительное трехходовое исполнительное устройство.

При работе клапана ИК-25 в качестве исполнительного устройства регулируемая среда подводится к нижнему патрубку и отводится в боковой патрубок. Второй боковой патрубок заглушается пробкой 8 (см. рисунок АЖ.1.4).

При работе клапана в качестве трехходового устройства, а также как ускорителя при монтаже задействуются все три патрубка в соответствии со схемой автоматизации.

Сопротивление $\left[\frac{м \cdot ч^2}{м^6}\right]$ полностью открытого клапана РК-1 подсчитывается по формуле:

$$S = \frac{10^5}{D_y^4}. \qquad (АЖ.1.1).$$

Ориентировочно диаметр условного прохода (мм) можно определить по следующим формулам:

для воды $$D_y = 10\sqrt[4]{\frac{G^2}{\Delta P}}; \qquad (АЖ.1.2)$$

для пара $$D_y = 800\sqrt{\frac{G}{c}}; \qquad (АЖ.1.3)$$

для газа $$D_y = 2\sqrt[4]{\frac{G_г^2}{\rho \cdot P_2}}, \qquad (АЖ.1.4)$$

где G – максимальный расход воды или пара, т/ч;

ΔP – перепад давлений на РО (клапане), кгс/см^2;

$G_г$ – максимальный расход газа, м^3/ч;

P_2 – абсолютное давление газа на выходе из РО, кгс/см^2;

ρ – плотность пара или газа, кг/м^3;

c – скорость пара (м/с) определяемая по формуле:

$$c = 91{,}53\varphi\sqrt{H}, \qquad (АЖ.1.5)$$

где φ – коэффициент скорости (в пределах от 0,6 до 0,7);

H – адиабатический перепад (кКал /кг) при расширении пара от начальных значений давления и температуры перед клапаном до давления после него (перепад определяют по is – диаграмме).

Если давление пара за клапаном меньше критического, то в расчете следует принять критическую скорость.

Определенный расчетом по формуле диаметр клапана округляется в большую сторону до ближайшего стандартного значения.

Приложение АЖ.2
(справочное)
Регулирующий прибор РД-3А

АЖ.2.1 Назначение

Гидравлический регулирующий прибор РД-3А предназначен для применения в качестве чувствительно-усилительного элемента гидравлических регуляторов непрямого действия.

АЖ.2.2 Область применения

АЖ.2.2.1 В комплекте с исполнительными устройствами – регулирующими клапанами, оснащенными МИМ, приборы составляют регуляторы давления, перепада давлений, расхода и уровня, которые могут быть применены для автоматизации объектов теплоснабжения и промышленных предприятий.

АЖ.2.2.2 Прибор в комплекте с исполнительными устройствами – быстродействующими сбросными устройствами может выполнять указанные функции в устройствах технологической защиты объектов систем теплоснабжения при аварийном нарушении гидравлических режимов.

АЖ.2.2.3 Прибор в настоящее время снят с производства и заменен на аналогичный по назначению и области применения регулятор давления РД-3М. Описание прибора РД-3М дано в приложении АЖ.3.

АЖ.2.2.4 Прибор РД-3А выпускался в двух модификациях:

- односильфонная сборка (рисунок 2П1), предназначенная для регулирования давления в регуляторах «До себя» и «После себя», а также устройствах защиты;
- трехсильфонная сборка (рисунок 2П2), предназначенная для использования в регуляторах перепада давлений (расхода), а также давления и перепада давлений в бессливных схемах.

На рисунках 2П3 и 2П4 приведены варианты сборки управляющего клапанка.

АЖ.2.3 Устройство и принцип действия

АЖ.2.3.1 Принцип работы прибора основан на преобразовании механического перемещения ЧЭ в соответствующее изменение командного воздействия – давления P_x. Это перемещение возникает при отклонении регулируемого параметра от заданного значения вследствие нарушения баланса между усилием настроечной пружины и усилием на донышке сильфона чувствительного элемента и пропорционально величине нарушения.

Приборы односильфонной и трехсильфонной сборки имеют одинаковый принцип работы. Отличие в работе приборов состоит в том, что на сильфон ЧЭ односильфонной сборки давление подводится с одной стороны, а на сильфон чувствительного элемента трехсильфонной сборки давление подводится с двух сторон, вследствие чего прибором воспринимается перепад этих давлений.

АЖ.2.3.2 Основными узлами обоих приборов (см. рисунки АЖ.2.1 и АЖ.2.2) являются: чувствительный элемент (ЧЭ); усилительный элемент (УЭ); настроечный элемент (НЭ) и основание.

Основание, которое служит для крепления на нем узлов и деталей прибора, снабжено щитком, в котором имеются два отверстия для крепления прибора на месте монтажа. Кроме того, на щитке размещена дренажная воронка. В нижней части основания, внутри отстойника, находится УЭ – управляющий клапанок.

АЖ.2.3.3 Управляющий клапанок работает по принципу «сопло-заслонка» и состоит из корпуса, дросселя постоянного сечения, фильтра, нижнего и верхнего сопл, клапанка, направляющей втулки с отверстиями для слива, пружинки и головки.

В зависимости от принятой схемы регулирования управляющий клапанок может собираться по одному из трех вариантов: А, Б и В.

Вариант А применяется в схемах регулирования давления «После себя» и перепада давлений.

Вариант Б применяется в схемах регулирования давления «До себя».

Для прибора РД-3А разработан клапанок типа А4 (рисунок АЖ.2.4) с большим расходом регулирующей среды.

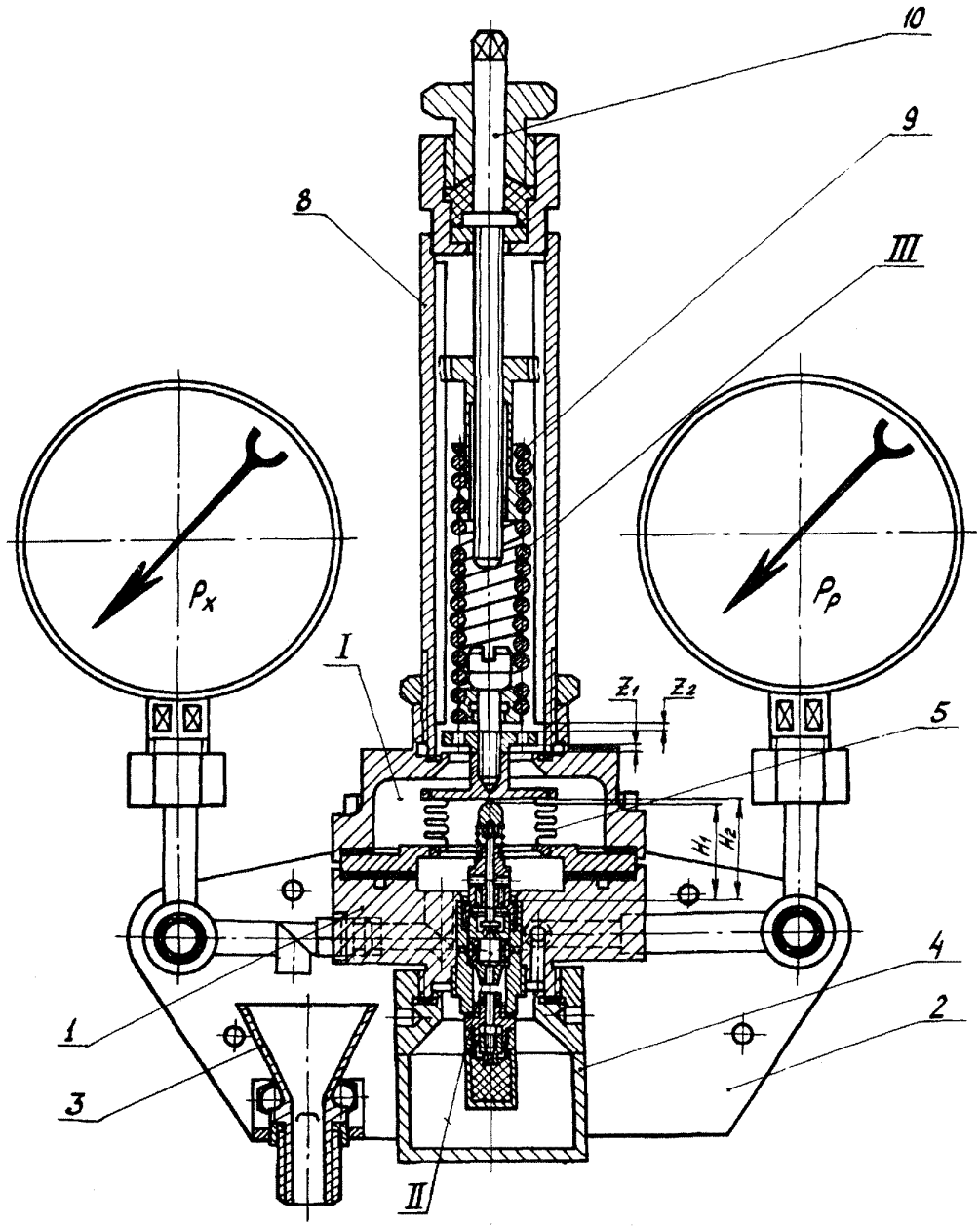


Рисунок АЖ.2.1 – Прибор РД-3А односильфонной сборки

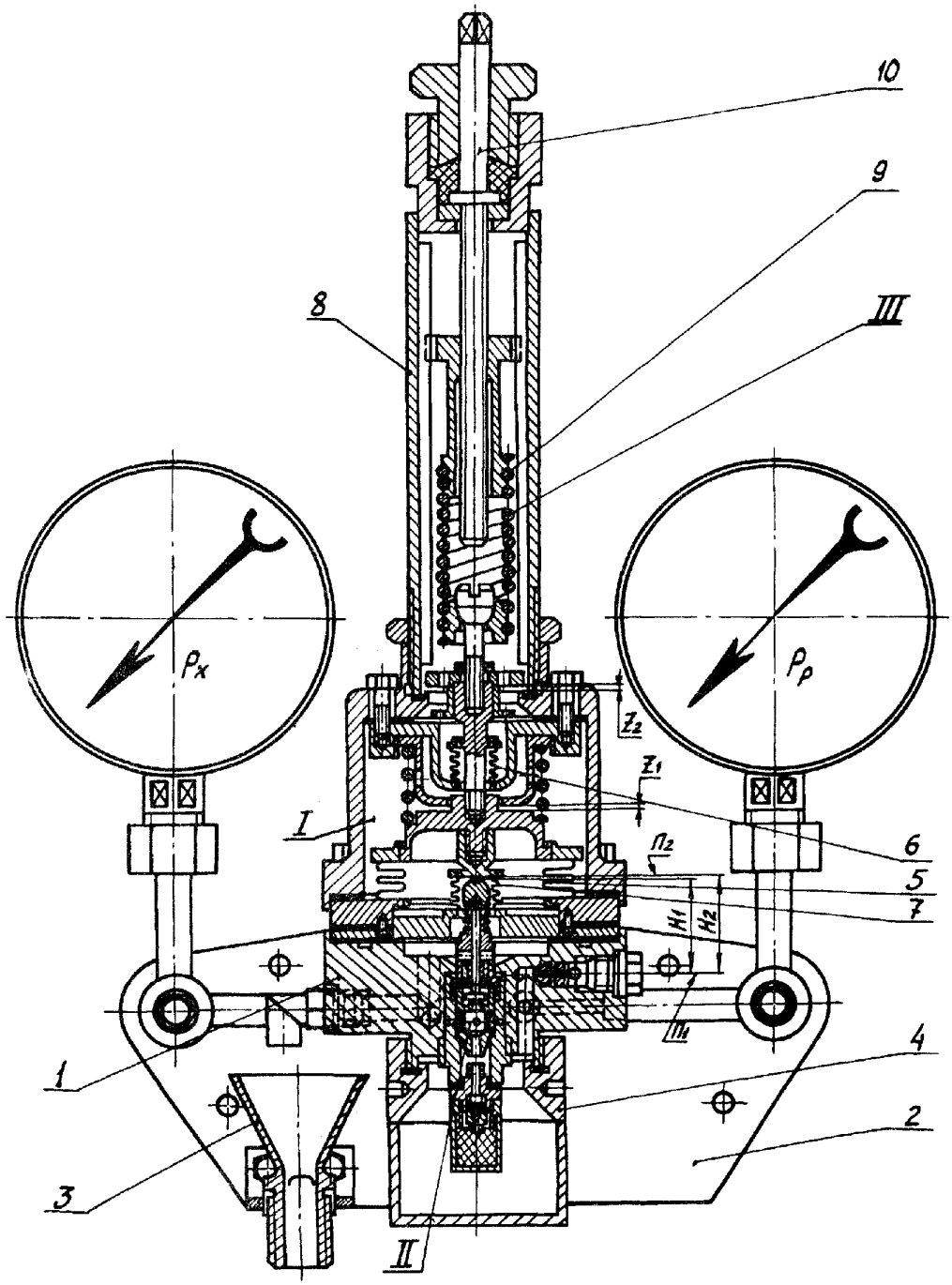


Рисунок АЖ.2.2 – Прибор РД-31 трехсильфонной сборки

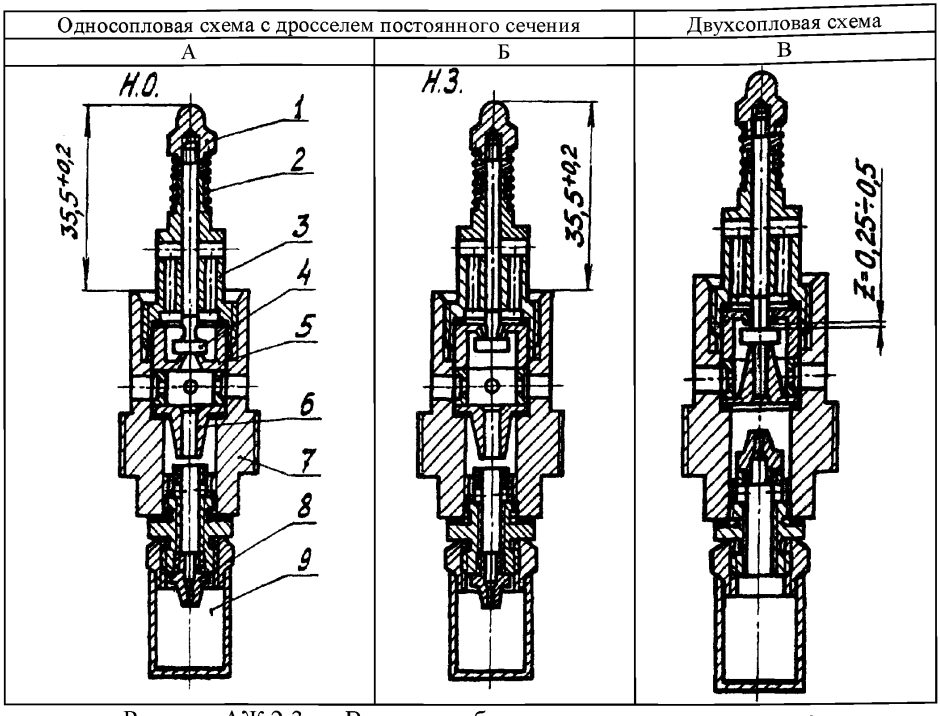


Рисунок АЖ.2.3 – Варианты сборки управляющего клапанка

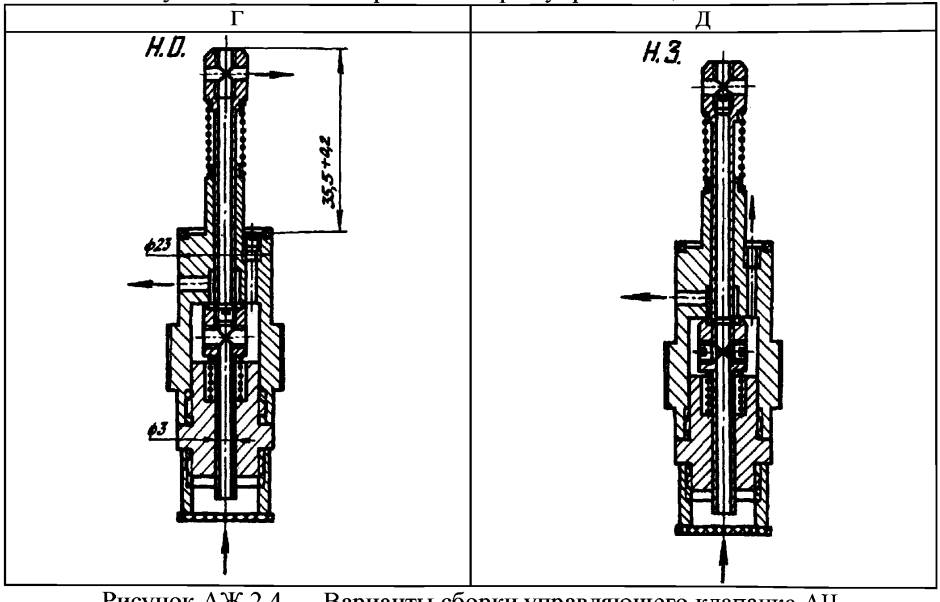


Рисунок АЖ.2.4 – Варианты сборки управляющего клапанка АЧ

Вариант В рекомендуется применять при работе прибора с регулирующими клапанами РК-1, оснащенными МИМ, при необходимости увеличения скорости перемещения РО (дроссель клапанка в работе не участвует).

АЖ.2.3.4 Перед установкой клапанка в прибор после подключения импульсного давления $P_и$ во избежание повреждения деталей клапанка с помощью настроечного винта должно быть выставлено расстояние H_2 = 36 мм между торцом расточки корпуса под клапанок и донышком сильфона.

АЖ.2.3.5 Зазоры Z_1 и Z_2 между деталями обеспечивают перемещение подвижных элементов прибора и в то же время обеспечивают ограничение хода и защиту сильфонов от недопустимых значений ходов.

АЖ.2.3.6 Чувствительный элемент трехсильфонной сборки состоит из измерительного и двух разделительных сильфонов.

Чувствительный элемент односильфонной сборки имеет только один измерительный сильфон.

АЖ.2.3.7 Настроечный элемент состоит из стакана, внутри которого находится настроечная пружина, нижний конец которой соединен с ЧЭ, а верхний с настроечным винтом.

АЖ.2.3.8 Расположение штуцеров показано на рисунках АЖ.2.5, АЖ.2.6, где обозначено:

1 – подвод рабочей (управляющей) среды $p_р$;

2 – отвод командного давления $P_х$;

3 – слив рабочей (управляющей) среды, $p_о$;

4 – подвод давления к ЧЭ (плюсовой) $P_и$;

5 – подвод давления к ЧЭ (минусовой) $P_и$;

6, 7 – подвод давления к камерам обратной связи $P_{ос}$.

АЖ.2.3.9 Давление регулируемого параметра может подводиться к прибору по трем вариантам:

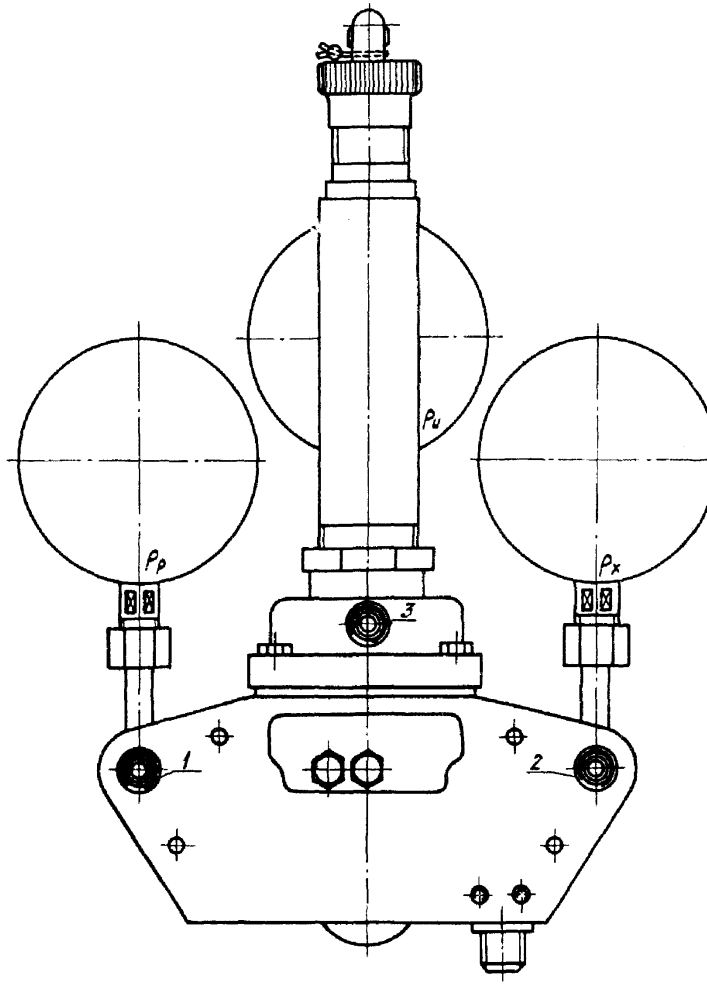
- при одноимпульсном регулировании через штуцер 4;
- при двухимпульсном регулировании (по перепаду давлений) большее давление (плюсовое) $P_и^+$ через штуцер 4, меньшее давление (минусовое) $P_и^-$ через штуцер 5.

АЖ.2.3.10 Прибор трехсильфонной сборки может быть включен как по сливной, так и по бессливной схеме с возвратом рабочей среды в точку с пониженным давлением. Для бессливного включения необходимо иметь следующие условия:

- разность давлений между источником рабочей среды $p_р$ и точкой возврата $p_о$ должна быть не менее 0,2 МПа;
- исполнительный механизм должен быть двустороннего действия, например приводы клапанов УРРД и УРРД-М.

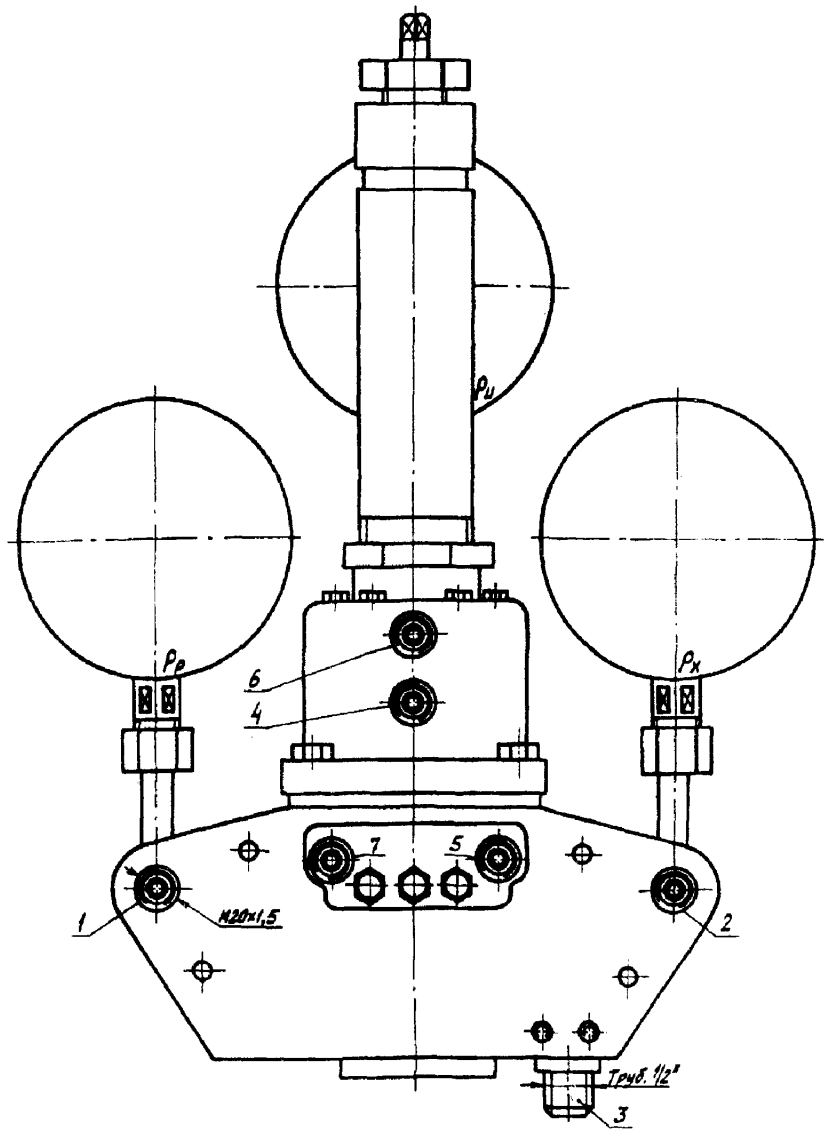
АЖ.2.3.11 Ниже приводится перечень возможных неисправностей и методов их устранения.

Признак неисправности	Причина неисправности	Способ устранения
1. При подаче импульсного давления наблюдается протечка в сливную воронку	Разрыв сильфонов	Разобрать прибор. Заменить сильфонный узел
2. Отклонение регулируемого параметра не вызывает изменения командного давления Рх	Разрыв измерительного сильфона. Поломка настроечной пружины	Разобрать прибор. Заменить сильфонный узел или пружину
3. Отсутствие слива в дренаж и командного давления при наличии рабочего	Засорение дросселя или фильтра управляющего клапанка	Извлечь управляющий клапанок, прочистить дроссель; промыть фильтр
4. Отклонение регулируемого параметра не вызывает изменения командного давления	Засорение импульсной линии или канала Ри. Заедание деталей клапанка. Попадание в клапанок посторонних предметов	Продуть трубопроводы. Прочистить каналы прибора. Извлечь клапанок, очистить детали
5. Отсутствуют командное давление Рх и слив в дренаж. При снятом отстойнике нет протока воды	Засорение линии или канала рабочей среды	Продуть трубопроводы, прочистить каналы прибора
6. Разница в показаниях манометров командного давления на приборе и клапане	Засорение линии командного давления	Промыть линию потоком рабочей среды



1 – подвод рабочего агента $P_р$; 2 – отвод командного давления $P_х$;
3 – импульсной камеры

Рисунок АЖ.2.5 – Расположение штуцеров прибора односильфонной сборки



1 – подвода рабочей среды $P_р$; 2 – отвода командного давления $P_х$;
3 – слива рабочей среды $P_о$; 4 – импульсной (плюсовой) камеры $P_{и1}^{+}$;
5 – импульсной (минусовой камеры) $P_и^{-}$; 6, 7 – камер обратной связи

Рисунок АЖ.2.6 – Расположение штуцеров прибора трехсильфонной сборки

Приложение АЖ.3
Регулятор давления РД-3М

АЖ.3.1 Назначение

Регулятор давления РД-3М предназначен для применения в качестве чувствительно-усилительного элемента в гидравлических регуляторах непрямого действия.

АЖ.3.2 Область применения

АЖ.3.2.1 В комплекте с исполнительными устройствами – регулирующими клапанами, оснащенными МИМ, РД-3М составляют регуляторы давления, перепада давлений, расхода и уровня, применяемые для автоматизации объектов теплоснабжения и промышленных предприятий.

АЖ.3.2.2 Регулятор РД-3М в комплекте с исполнительным устройством может использоваться в системах технологической защиты объектов систем теплоснабжения при аварийном нарушении гидравлических режимов.

Технические характеристики регуляторов приведены в приложении АЖ.10.

АЖ.3.3 Устройство и принцип действия

АЖ.3.3.1 Регулятор (рисунок АЖ.3.1) состоит из следующих основных узлов: импульсной камеры; управляющего клапанка и настроечного элемента.

В импульсную камеру входит камера, внутри которой размещаются три сильфона (чувствительный, разделительный и обратной связи), жестко связанные между собой.

К импульсной камере крепятся управляющий клапанок и узел настройки. Узел настройки (устоит из стакана, настроечного винта и пружины, соединенной тягой с донышком чувствительного сильфона.

Регулируемая и регулирующая среды подводятся к регулятору с помощью импульсных трубок, которые соединяются со штуцерами прибора. Штуцеры имеют следующие назначения:

1 – подвод рабочей (управляющей) среды $p_р$-*2*;

2 – отвод командного давления $P_х$-1;

3 – слив рабочей среды $p_о$;

4 – подвод давления к импульсной (плюсовой) камере $P_и^+$;

5 – подвод давления к импульсной (минусовой) камере $P_и^-$;

6 – подвод давления к штуцеру обратной связи $P_{обр}$.

Штуцеры прибора имеют резьбу М16х1,5.

АЖ.3.3.2 Регулируемый параметр может подводиться по двум вариантам:

- при одноимпульсном регулировании (по давлению) через штуцер 4;
- при двухимпульсном регулировании (по перепаду давлений) большее (плюсовое) давление $P_и^+$ через штуцер 4, а меньшее (минусовое) $P_и^-$ через штуцер 5.

АЖ.3.3.3 В нижней части основания корпуса установлен управляющий клапанок рисунок АЖ.3.2, который состоит из корпуса, дросселя постоянного сече-

ния, фильтра, нижнего и верхнего сопл, клапанка, направляющей втулки с отверстиями для слива, пружинки и головки.

В зависимости от принятой схемы регулирования управляющий клапанок может собираться по одному из трех вариантов:

- вариант А применяется в схемах регулирования давления «После себя» и перепада давлений;
- вариант Б применяется в схемах регулирования давления «До себя»;
- вариант В рекомендуется применять при работе прибора с регулирующими клапанами РК-1, оснащенными МИМ, при необходимости увеличения скорости перемещения РО (дроссель в работе не участвует).

С завода-изготовителя приборы поставляются с клапанком типа А.

АЖ.3.3.4 Принцип работы прибора основан на преобразовании механического перемещения ЧЭ в соответствующее изменение управляющего давления рабочей среды P_x. Эти перемещения возникают вследствие нарушения баланса усилия настроечной пружины и усилия на донышке сильфона ЧЭ при отклонении регулируемого параметра от заданного значения и пропорциональны значению отклонения.

АЖ.3.3.5 Регулируемый параметр может подводиться к прибору по двум вариантам:

- при одноимпульсном регулировании через штуцер 4;
- при двухимпульсном регулировании (по перепаду давлений) большее давление (плюсовое) $P_и^+$ через штуцер 4, меньшее давление (минусовое) $P_и^-$ через штуцер 5.

АЖ.3.3.6 На стакане настроечного узла имеется штуцер для подключения (в случае необходимости) в процессе регулирования жесткой обратной связи. Для этого необходимо соединить между собой соединительной трубкой штуцеры 4 и 6. Степень обратной связи устанавливается при наладке.

АЖ.3.3.7 Прибор может быть включен как по сливной, так и по бессливной схеме с возвратом рабочей среды в точку с пониженным давлением. Для бессливного включения необходимо иметь следующие условия:

- разность давлений между источником рабочей среды $p_р$ и точкой возврата $p_о$ должна быть не менее 0,2 МПа;
- исполнительный механизм должен быть двустороннего действия, например, приводы клапанов УРРД и УРРД-М.

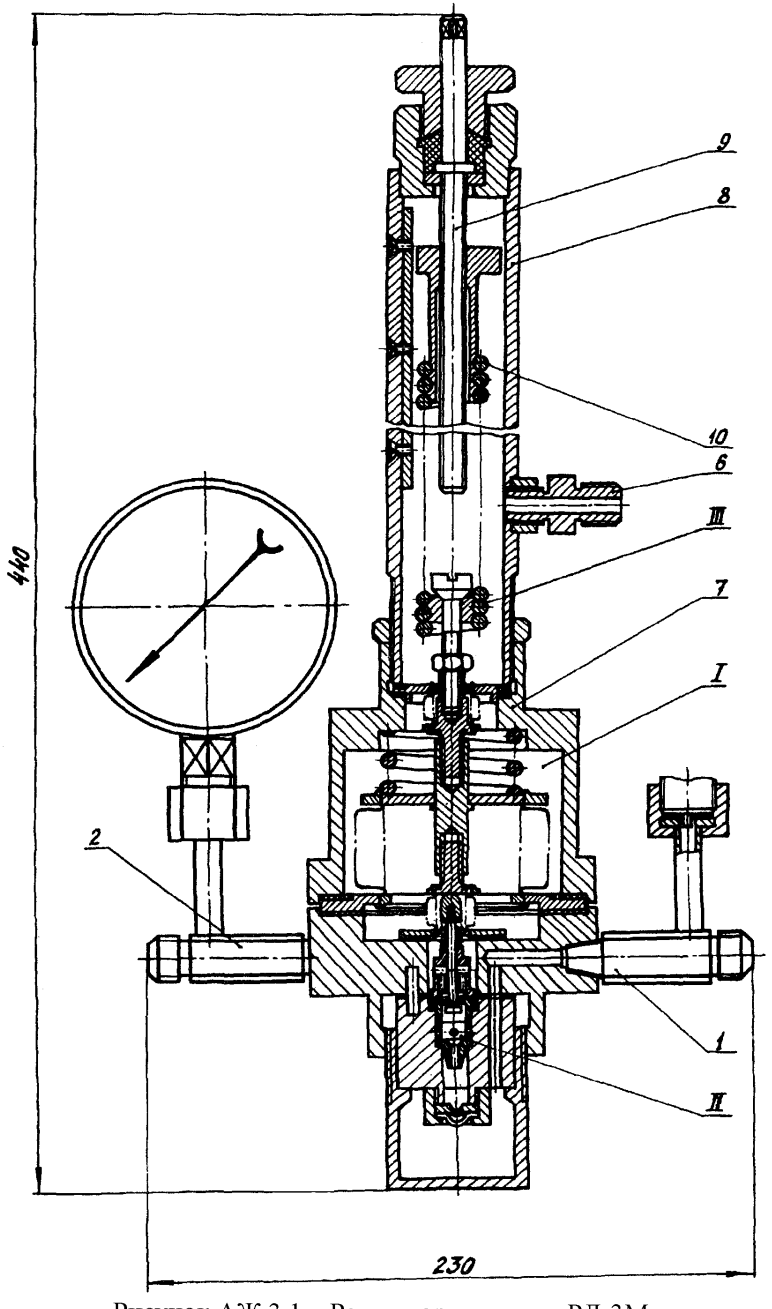


Рисунок АЖ.3.1 – Регулятор давления РД-3М

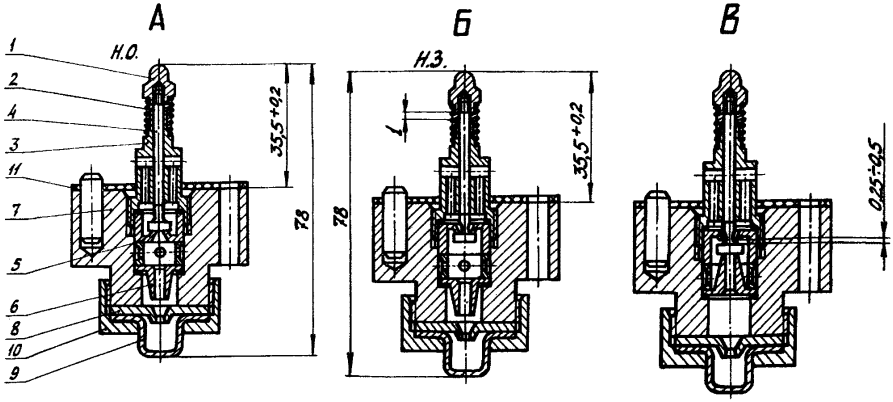


Рисунок АЖ.3.2 – Варианты сборки управляющего клапанка РД-3М

АЖ.3.4 Подготовка прибора к работе

Установка прибора и монтаж импульсных линий производится в соответствии с принятой монтажной схемой регулятора.

Прибор устанавливается в вертикальном положении, настроечной пружиной вверх, на кронштейне, прикрепленном к стенам или ограждениям площадок.

Соединение прибора с импульсными линиями осуществляется с помощью медных трубок длиной 500 мм, поставляемых с прибором.

АЖ.3.5 Техническое обслуживание

АЖ.3.5.1 Обслуживание прибора в процессе эксплуатации сводится к периодическим осмотрам прибора не реже одного раза в неделю. При этом проверяются стабильность и качество поддержания заданного значения регулируемого параметра с использованием для этой цели самопишущих и показывающих приборов.

АЖ.3.5.2 Профилактические работы следует производить один раз в два-три месяца или чаще, что определяется в процессе эксплуатации. При этом необходимо:

- очистить подводящие линии от загрязнений, шлама и солевых отложений методом продувки;
- очистить внутренние каналы корпуса прибора от загрязнений и ржавчины;
- очистить детали и фильтр управляющего клапанка от загрязнений;
- проверить работоспособность прибора методом незначительного изменения настройки прибора с помощью настроечного узла. При этом должно наблюдаться некоторое перемещение РО исполнительного механизма.

АЖ.3.5.3 Разборку и сборку прибора следует производить в соответствии с паспортом на регулятор давления РД-3М АЛШ 2.573.015 ПС, входящим в комплект поставки.

АЖ.3.5.4 Ниже приводится перечень возможных неисправностей и методов их устранения.

Признак неисправности	Причина неисправности	Способ устранения
1. При подаче импульсного давления наблюдается протечка из штуцера слива	Разрыв сильфонов	Разобрать прибор. Заменить сильфонный узел
2. Отклонение регулируемого параметра не вызывает изменения командного давления P_x	Разрыв измерительного сильфона. Поломка настроечной пружины. Засорение внутренних каналов	Разобрать прибор. Заменить сильфонный узел или пружину. Прочистить каналы
3. Отсутствие слива в дренаж и командного давления при наличии рабочего	Засорение дросселя или фильтра управляющего клапанка	Извлечь управляющий клапанок, прочистить дроссель; промыть фильтр
4. Отклонение регулируемого параметра не вызывает изменения командного давления	Засорение импульсной линии или канала $P_и$. Заедание деталей клапанка. Попадание в клапанок посторонних предметов	Продуть трубопроводы. Прочистить каналы прибора. Извлечь клапанок, очистить детали
5. Отсутствует командное давление P_x и слив в дренаж. При снятом отстойнике нет протока воды	Засорение линии или канала рабочей среды	Продуть трубопроводы, прочистить каналы прибора
6. Разница в показаниях манометров командного давления на приборе и клапане	Засорение линии командного давления	Промыть линию потоком рабочей среды

АЖ.3.5.5 Пример записи при заказе и в технической документации регулятора давления с пределом настройки 1,6 МПа для исполнения УХЛ4: регулятор РД-3М-1,6 ТУ 25-0216.020-85; для исполнения 04 – регулятор РД-3М-1,6 04 ТУ 25.0216.020-85.

Приложение АЖ.4
(справочное)
Терморегулирующий прибор ПТ-1

АЖ.4.1 Назначение и конструкция

Преобразователь температуры ПТ-1 – терморегулирующий малоинерционный прибор является чувствительно-усилительным элементом гидравлических регуляторов температуры непрямого действия. Выпускается взамен снятого с производства преобразователя ТМП.

Прибор ПТ-1 применяется для автоматизации закрытых систем горячего водоснабжения совместно с клапанами РК-1М, ИК-25, регулятором УРРД-М и другими подобными исполнительными устройствами, для автоматизации открытых систем горячего водоснабжения и смесительных установок, в качестве неотъемлемого узла регулятора температуры РТ-ГВ, для автоматизации различных технологических процессов.

Технические данные прибора ПТ-1 приведены в приложении АЖ.4. Прибор (рисунок АЖ.4.1) работает следующим образом:

рабочий агент $p_р$ через один из штуцеров в зависимости от сборки затвора клапана подводится к преобразователю. Штырь одним концом соединен с толкателем сильфона, другим концом перекрывает центральное отверстие сопла, которое под действием пружины прижимается к седлу корпуса. При этом степень нагретости термобаллона соответствует заданному значению температуры, проток рабочего агента $p_р$ отсутствует, а командное давление $P_х$ имеет какое-то промежуточное значение в пределах $p_о < P_х < p_р$.

При увеличении регулируемой температуры термобаллон, нагреваясь, перемещает штырь и сопло вверх, открывая проход рабочей среды $p_р$ к штуцеру, что приводит к изменению командного давления $P_х$.

Примечание – В зависимости от транспортного запаздывания греющей среды от РО до теплообменного аппарата, тепловой инерционности самого теплообменного аппарата и расхода нагреваемой среды регулирующий прибор ПТ-1 может работать в пропорциональном режиме регулирования или в двухпозиционном.

Аналог ПТ-1 под наименованием ПРТ-1 (рисунок АЖ.4.2) выпускает АО «Теплоконтроль» (г. Сафоново).

АЖ.4.2 Особенности наладки

Настройка на заданную температуру производится вращением колпачка. По стрелке к знаку «+» прибор настраивается на большую температуру, к знаку «–» на меньшую. Это происходит за счет выворачивания штыря из термобаллона и уменьшения зазора между фторопластовой прокладкой штыря и соплом.

При изменении регулируемой температуры сверх зоны пропорциональности необходимо проверить герметичность заполнения термобаллона.

Если (после предварительной разработки) при нажатии на штырь он утопает полностью или частично в термобаллоне, необходимо заново заполнить термобаллон термочувствительной жидкостью, например керосином или спиртом (за-

водской наполнитель – толуол) с помощью шприца, полностью удалив воздух, создавая постоянную вибрацию.

Прибор монтируется на трубопроводе посредством бобышки, привариваемой к трубопроводу. Бобышка поставляется вместе с прибором.

Ниже даны варианты подсоединений линий (трубных проводок) к штуцерам в зависимости от схемы сборки ИУ (клапана), комплектующего с прибором.

Сборка затвора клапана	Номер штуцера			Вариант подсоединения
	1	2	3	
Нормально – открыто (н.о.)	p_p	P_x	p_o	Прямой
Нормально – закрыто (н.з.)	p_o	P_x	p_p	Обратный

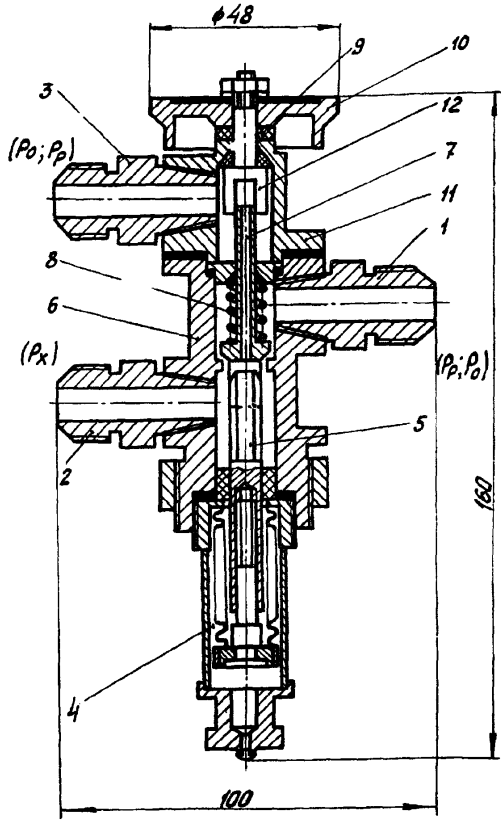


Рисунок АЖ.4.1 – Преобразователь температуры ПТ-1

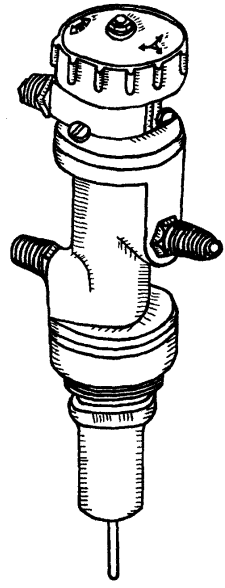


Рисунок АЖ.4.2 – Преобразователь температуры ПРТ-1

Приложение АЖ.5
(справочное)
Регулятор УРРД-М

Универсальный регулятор расхода и давления модернизированный УРРД-М прямого действия предназначен для поддержания давления «До себя» и «После себя», перепада давлений или расхода.

Регулятор УРРД-М применяется как регулятор прямого действия при автоматизации абонентских вводов жилых, общественных и промышленных зданий. В комплекте с приборами РД-3А и др. применяется как исполнительное устройство гидравлических регуляторов давления, перепада давлений и расхода.

Технические данные регулятора приведены в приложении АЖ.

Регулятор устроен следующим образом (см. рисунок АЖ.5.1) в корпусе размещен РО, состоящий из подвижного и неподвижного седел и кольцевого разгруженного затвора. Сверху корпуса находится МИМ, состоящий из мембраны с жестким центром, зажатой между чашами, и стакана с настроечной пружиной. Один конец пружины соединен с настроечным винтом, а другой – с жестким центром мембраны. Затвор и жесткий центр соединены между собой штоком. В зависимости от схемы регулирования РО – кольцевой затвор может быть перенастроен по схеме н.о. или н.з.

Для этого необходимо отвернуть пробку и гайку и, вращая винт, переместить затвор в необходимое положение.

Принцип действия регулятора заключается в изменении расхода проходящей через него среды в зависимости от изменения значения регулируемого параметра.

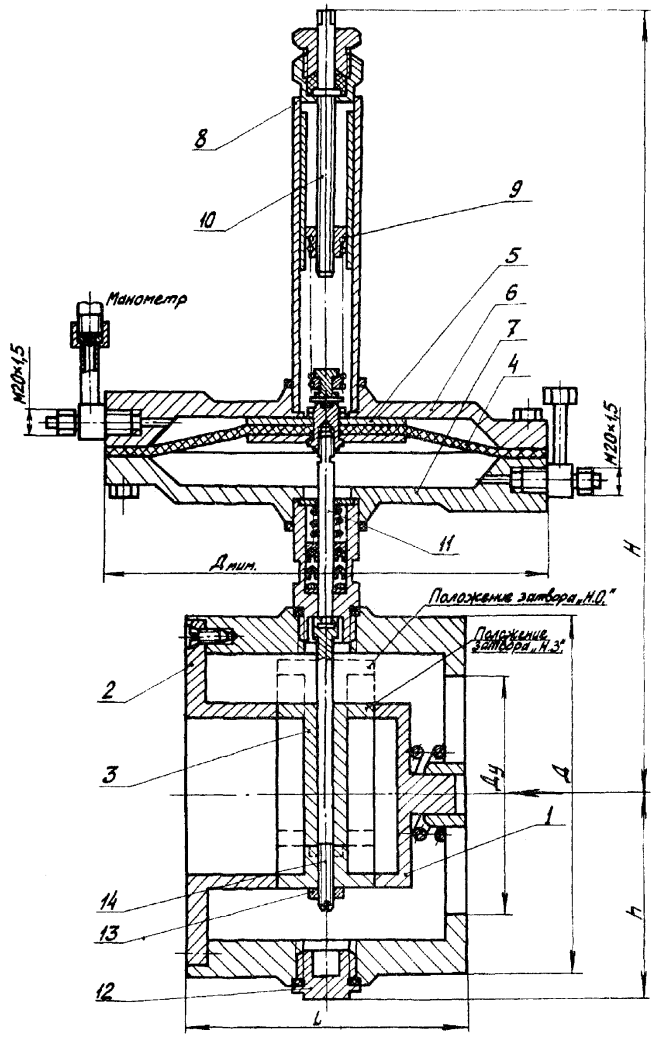


Рисунок АЖ.5.1 – Регулятор давления, расхода прямого действия УРРД-М, D_y 80 мм

Приложение АЖ.6
(справочное)
Регуляторы расхода и давления прямого действия РР (РД)

Регуляторы расхода и давления прямого действия РР (РД) – односедельные разгруженные применяют в качестве регуляторов перепада давлений (расхода) и давления «До себя» (подпора), а также в качестве регулирующих клапанов в схемах регулирования температуры воды на горячее водоснабжение (вместе с датчиком ТРБ-2) и в установках приточной вентиляции (вместе с датчиком ТРБ-В) для регулирования температуры воздуха.

Регулятор (рисунок АЖ.6.1.) состоит из корпуса с крышками, односедельного конусообразного клапана, соединенного при помощи штока с крышкой сильфона, и пружины, усилие которой создается натяжным приспособлением.

Регулятор разгруженный, давление P_2 до клапана действует в двух противоположных направлениях: на золотник клапана и на разгрузочный сильфон. Регулируемые параметры давление P_2 в регуляторе РД или разность давлений $P_2 - P_x$ в регуляторе РР – уравновешиваются пружиной настройки. При работе регулятора в качестве регулирующего клапана его перемещение зависит от командного давления P_x. При снижении давления P_x до нуля регулятор полностью закрывается, при увеличении P_x до P_1 регулятор полностью открывается. Степень закрытия и открытия клапана ограничена неподвижной 8 и подвижной 7 втулками. Регуляторы рассчитаны на условное давление порядка 1,6 МПа (16 кгс/см^2) при температуре регулируемой среды до 150° С.

Регулятор давления перед пуском в эксплуатацию должен быть налажен и отрегулирован на заданное давление. Наладку производят после наполнения и пуска системы отопления.

Перед наполнением должен быть принудительно поднят клапан РД путем вращения натяжного винта против часовой стрелки до предела, а также открыт регулятор расхода РР.

Схема отопительного ввода с регуляторами РР и РД показана на рисунке АЖ.6.2.

Для наладки РД надо знать статическое давление отопительной системы, давление в обратном трубопроводе при работе тепловой сети и возможные колебания этого давления.

Наладку регулятора РД производят после включения циркуляции воды (необходимый расход воды устанавливают с помощью задвижек). Наладка сводится к регулировке натяжения пружины с таким расчетом, чтобы давление до регулятора при нормальном расходе воды установить равным заданному.

Для увеличения регулируемого давления необходимо увеличить натяжение пружины вращением натяжного винта по часовой стрелке, а для снижения регулируемого давления необходимо уменьшить натяжение пружины вращением натяжного винта против часовой стрелки.

В процессе эксплуатации регулятора РД необходимо периодически производить:

- проверку поддержания регулятором постоянного давления «До себя»,
- проверку плотности закрытия при выключении циркуляции воды в системе,
- проверку герметичности сильфона (нарушение герметичности обнаруживается по воде, вытекающей из сильфонной камеры). При появлении течи регулятор следует немедленно снять и отправить в ремонт.

До начала наладки регулятора расхода РР следует определить расчетную разность давлений перед элевватором, понимая под ней устойчивый перепад давлений, который может быть обеспечен в течение длительного периода эксплуатации.

На основании значения этой разности выбирают схему присоединения импульсных трубок регулятора расхода, исходя из следующего:

- при расчетной разности давлений перед элеватором менее 2 кгс/см^2 сильфонная камера регулятора РР присоединяется только к обратной трубе. В этом случае на импульсной трубке, соединяющей сильфонную камеру с подающей линией, славится заглушка, а шайбы и фильтр не устанавливаются;
- при расчетной разности давлений перед элеватором более 2 кгс/см^2 сильфонная камера регулятора РР соединяется с подающим и обратным трубопроводами в соответствии с рис. АЖ.6.3.

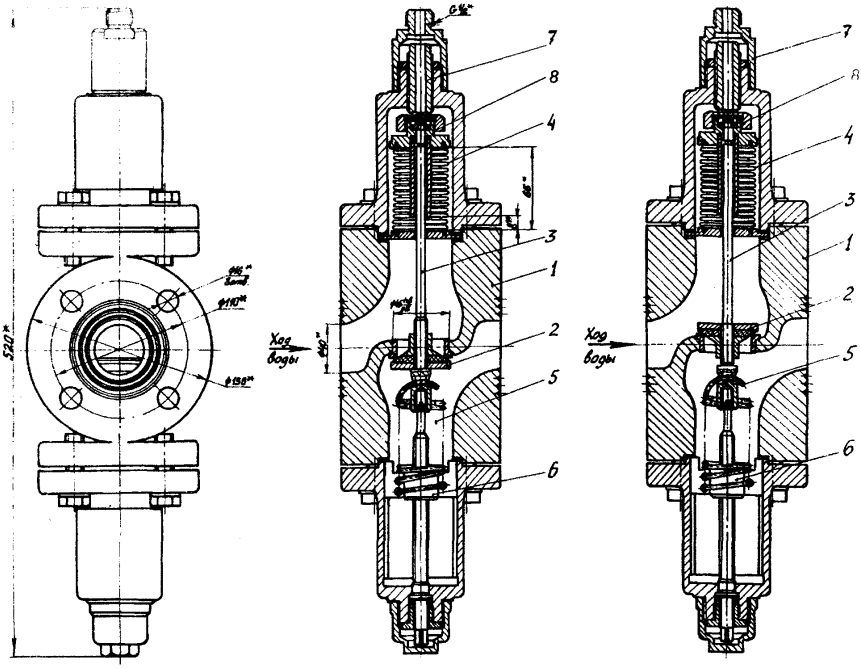


Рисунок АЖ.6.1 – Регулятор прямого действия РР и РД

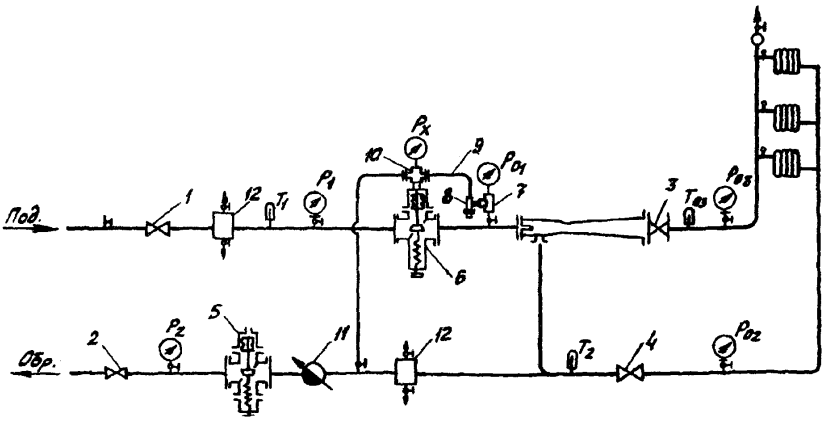


Рисунок АЖ.6.2 – Схема отопительного ввода с регуляторами РР и РД

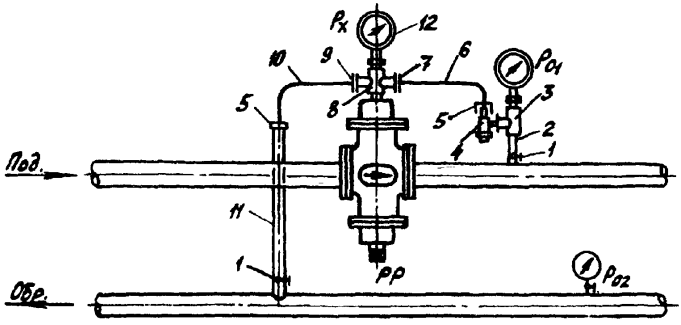


Рисунок АЖ.6.3 – Схема включения регулятора расхода РР

Наладку регулятора расхода производят при полностью открытой задвижке на подающей трубе и при открытом вентиле на импульсной трубке.

Наладка регулятора расхода сводится к установлению заданного расхода воды путем постепенного натяжения пружины. Для уменьшения расхода воды маховик натяжного приспособления вращают против часовой стрелки, а для увеличения – по часовой.

До включения импульсного давления следует произвести продувку импульсных линий и фильтра-отстойника до полного осветвления воды.

Наладка регулятора расхода сводится к установлению заданного расхода воды путем постепенного натяжения пружины. Для уменьшения расхода воды маховик натяжного приспособления вращают против часовой стрелки, а для увеличения – по часовой.

После настройки регулятора РР производят проверку качества его работы.

Для этого при полностью открытой задвижке на подающей трубе записывают давление перед регулятором P_1, после регулятора P_{o1} и давление в обратной линии P_{o2}.

Затем прикрывают задвижку на подающей трубе до тех пор, пока разница давлений ($P_1 - P_{o2}$) не снизится до значения, которое было при полностью открытой задвижке.

При этом расход воды через регулятор РР должен снизиться не более, чем на 10 %.

Основные технические характеристики регуляторов приведены в приложении АЖ.

Приложение АЖ.7
(справочное)
Регуляторы прямого действия 21ч 13нж, 21ч 14нж, 21ч 10 нж, 21ч 12нж

Регулятор давления прямого действия (21ч 13нж, 21ч 14нж) предназначен для поддержания заданного давления в трубопроводах для жидких и газообразных неагрессивных сред с температурой рабочей среды от минус 15 до 200°С условным давлением 1,6 МПа (16 кгс/см^2); верхний предел настройки давления 1 МПа (10 кгс/см^2).

Регулятор (рисунок АЖ.7.1) состоит из двух основных узлов: регулятора-задатчика и исполнительного устройства.

Регулятор-задатчик состоит из: регулировочного винта, пружины, мембраны, клапана, пружины и крышки.

Исполнительное устройство состоит из стойки, пружины, поршня, клапана 1 и корпуса 1.

Зона А регулятора давления «После себя» сообщается импульсной трубкой с входной полостью корпуса:

Принцип работы регулятора давления «После себя» заключается в следующем. При работе на установившемся расходе подвижные части регулятора-задатчика и исполнительного устройства находятся в равновесии.

В зоне А поддерживается постоянное усилие на поршне, что и задает уровень давления в объекте регулирования.

При изменении расхода в объекте регулирования, например, уменьшении, давление в объекте регулирования повышается. Равновесие поршня нарушается, поршень с клапанами перемещается вверх.

Проход между клапанами и седлами корпуса уменьшается, уменьшается поступление рабочей среды в объект регулирования и при наступлении равенства расходов через объект регулирования и регулятор давления давление в объекте регулирования восстанавливается на заданном уровне.

Перемещение поршня изменяет усилие пружины, что в свою очередь перенастраивает регулятор-задатчик и компенсирует возможное отклонение заданного выходного давления, являющегося следствием изменения усилия пружины.

Регулятор выпускается также в исполнении «До себя».

Рычажный регулятор давления прямого действия (21ч 10нж, 21ч 12нж) предназначен для поддержания заданного давления в трубопроводах для жидких и газообразных неагрессивных сред с температурой рабочей среды от минус 15 до 300°С и условным давлением 1,6 МПа (16 кгс/см^2).

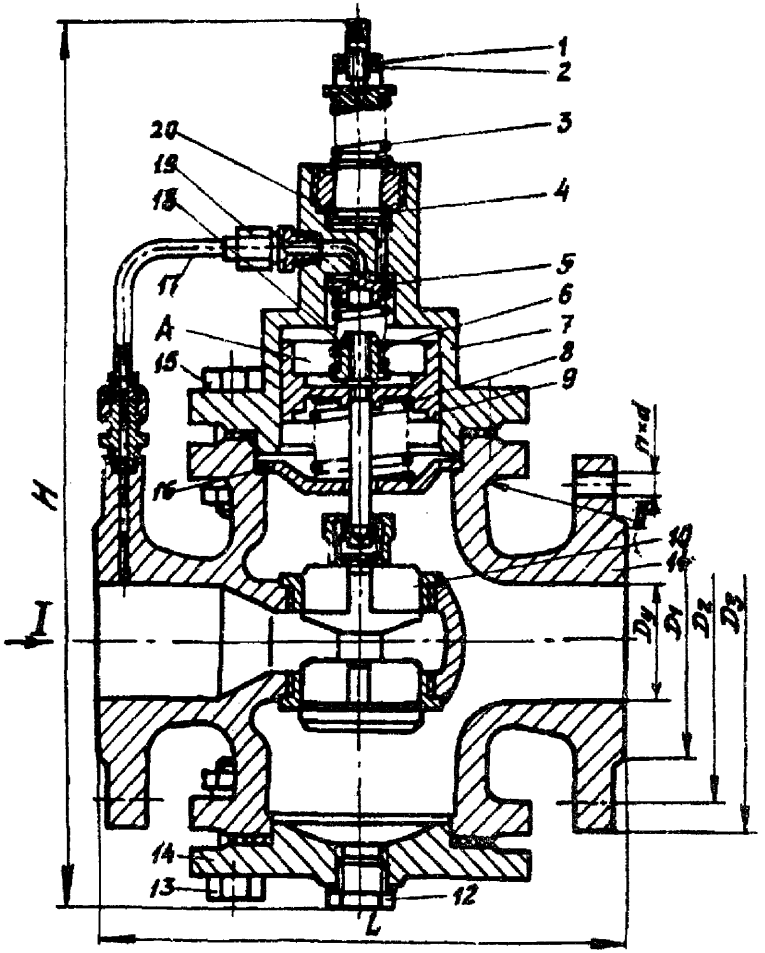
Регуляторы давления «До себя» и «После себя» (рисунок АЖ.7.2) отличаются в основном конструкцией органа регулирования – двухседельного клапана и его положением. Подвижная часть рычажной системы имеет призменные опоры.

Регулятор работает следующим образом. При установившемся режиме за регулятором (или до него) поддерживается заданное давление и подвижная система находится в равновесии. С изменением регулируемого давления меняется сила,

действующая на ЧЭ – мембрану, и под действием разности между этой силой, создаваемой массой груза, подвижная система регулятора перемещается в новое положение до тех пор, пока не восстановится равновесие.

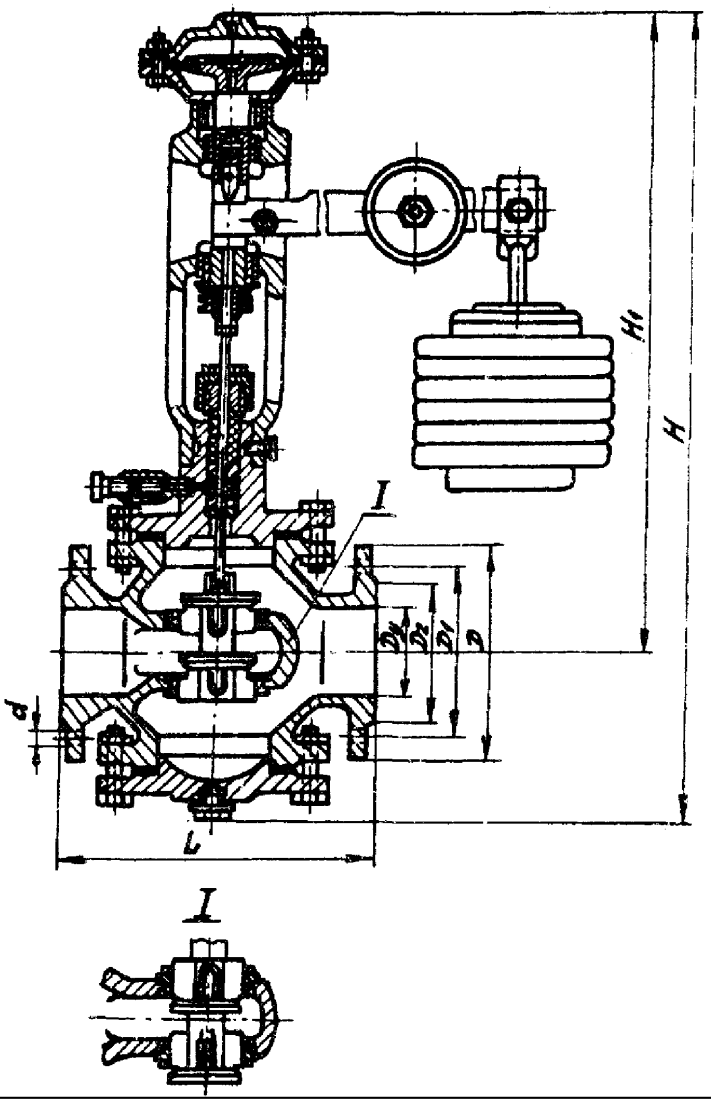
Регулятор снабжен мембранной головкой и комплектом грузов на требуемый предел регулирования.

Технические данные регуляторов приведены в приложении АЖ.



Обозначение	D_y	L	H	D_1	D_2	D_3	d	n
УФ63014-050	50	230±3	400	102	125	160	18	4
УФ63014-080	80	310±5	450	133	180	195	18	4
УФ63014-100	100	350±5	495	158	180	215	18	8
УФ63014-150	150	480±5	575	212	240	280	22	8

Рисунок АЖ.7.1 – Регулятор давления «После себя»



Размеры, мм								Количество отверстий
Условный проход D_y	Строительная длина	Высота от оси H_1	Общая высота H	Присоединительные фланцы				
				D	D_1	D_2	d	
50	230	563	688	160	125	102	18	4
80	310	661	750	195	160	133	18	4
100	350	611	780	215	180	158	18	8
150	480	660	880	280	240	212	22	8

Рисунок АЖ.7.2 – Регулятор давления рычажный «После себя»

Приложение АЖ.8
(справочное)
Регуляторы температуры прямого действия РТ-ДО (ДЗ)

Регуляторы температуры прямого действия РТ-ДО (ДЗ) предназначены для автоматического поддержания температуры регулируемой среды путем изменения расхода пара, жидких или газообразных сред. Применяются в закрытых системах теплоснабжения для регулирования температуры воды на горячее водоснабжение.

Регулятор (рисунок АЖ.8.1 – Регулятор давления рычажный «После себя», АЖ.8.2) состоит из термосистемы и РО. Термосистема, внутренняя полость которой герметична, состоит из термобаллона, исполнительного органа и шкалы настройки. Регулирующий орган состоит из корпуса, закрепленного в корпусе седла, штока с клапаном и сильфона разгрузки.

Принцип действия регулятора основан на изменении объема жидкости в термобаллоне при изменении регулируемой температуры. Изменение объема жидкости вызывает перемещение штока исполнительного органа и связанного с ним штока с клапаном. Настройка регулятора на заданную температуру производится по шкале вращением винта настройки.

Для включения регулятора необходимо на шкале настройки установить значение регулируемой температуры и открыть вентиль перед регулятором. В дальнейшем регулятор будет автоматически поддерживать температуру. Настройка регулятора на заданную температуру производится по контрольному термометру. При настройке регулятора на температуру регулирования могут быть внесены поправки на отклонение температуры окружающей среды и температуры исполнительного органа от 20°С. Температура, установленная по шкале настройки, будет соответствовать открытому положению клапана для регуляторов РТ-ДО и закрытому положению для регуляторов РТ-ДЗ. Основные технические характеристики приведены в приложении АЖ.

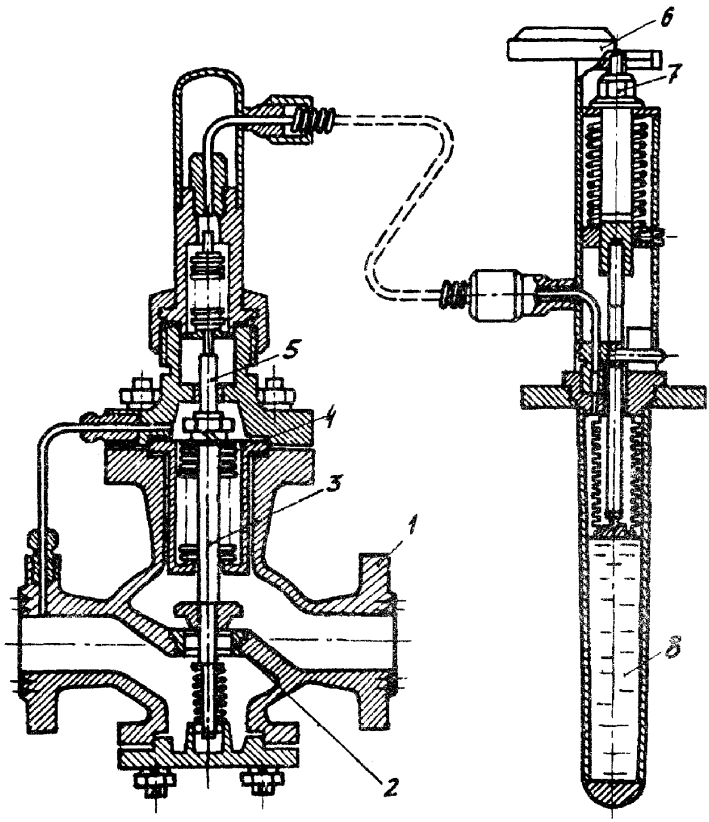
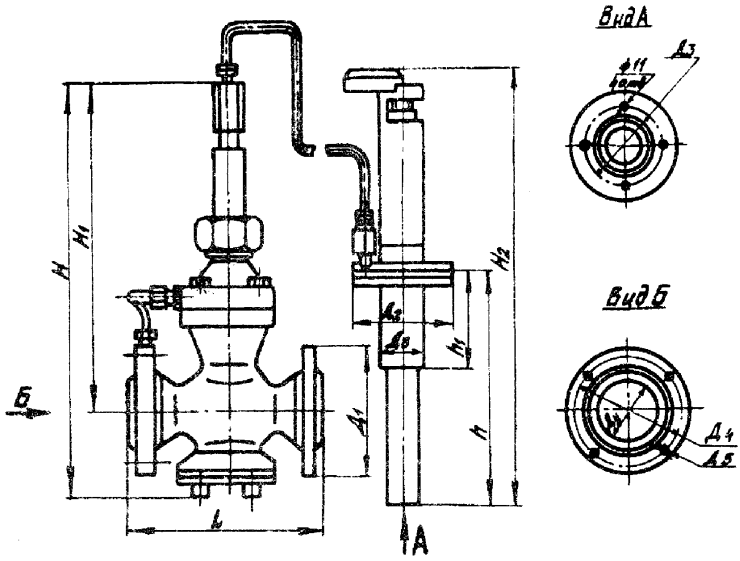


Рисунок АЖ.8.1 – Регулятор температуры прямого действия РТ-Д0 (Д3)



Диаметр условного прохода D_y, мм	N мм	H1 мм	L мм	D_1 мм	D_2 мм	D_3 мм	D_4 мм	D_5 мм	D_6 мм	h_1 мм	h_2 мм	h мм
15	315	250	130	95	80	65	65	14	34	64		
20	315	230	150	105	80	65	75	14	34	64		
25	330	260	160	115	80	65	85	14	34	64	470	270
40	375	275	200	145	80	65	110	18	34	64		
50	495	380	230	160	100	80	125	18	53	80	690	490
80	575	420	310	185	100	80	150	18	53	80		

Рисунок АЖ.8.2 – Габаритные и присоединительные размеры регуляторов РТ

Приложение АЖ.9
Регуляторы температуры РТЦГВ

Регуляторы температуры РТЦГВ (см. рисунок АЖ.9.1) предназначены для автоматического регулирования температуры в системах централизованного горячего водоснабжения отдельных зданий и обслуживающих комплексов зданий различного назначения с количеством водопотребителей 1000 чел и более при числе установленных водоразборных приборов 550 и более.

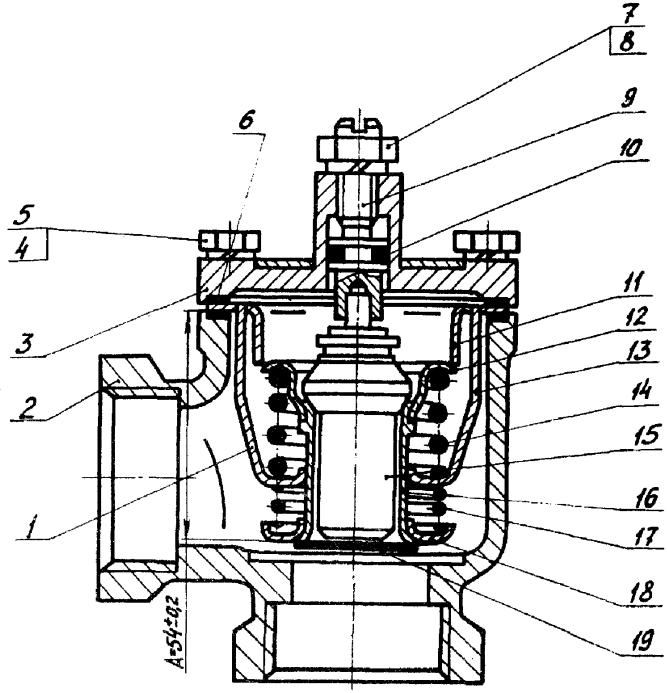


Рисунок АЖ.9.1 – Регулятор РТЦГВ

Регулятор состоит из узла клапана 1, закрепленного между корпусом 2 и крышкой 3 болтами 4 и шайбами 5.

Для герметизации служат две прокладки 6. В узел клапана входят два клапана 12 и 18.

Поджатие рабочей пружины 14 обеспечивается за счет разворота и пайки скобы 13 к седлу 11. Поджатие пружины первого клапана 17 создается кернением заглушки 19 на гильзе 16. При этом должен быть выдержан размер А=(54±0,2) мм.

С помощью винта 9, шайбы 8 и гайки 7 в узле клапана крепится датчик температуры ТД6М с твердым наполнителем 15. В винте вмонтировано уплотнительное кольцо 10. Стенка корпуса 2 является седлом для второго клапана 18.

Принцип действия основан на использовании эффекта изменения объема термочувствительного наполнителя датчика температуры при изменении температуры регулируемой среды (горячей воды в циркуляционном трубопроводе горячего водоснабжения).

Повышение температуры регулируемой среды вызывает увеличение объема термочувствительного наполнителя (воска), что вызывает увеличение длины штока датчика. Шток датчика, упираясь в неподвижный винт 9, вызывает перемещение узла клапана, что уменьшает проходное сечение регулятора.

При понижении температуры регулируемой среды объем термочувствительного наполнителя датчика уменьшается. Это вызывает перемещение под действием пружины 14 узла клапана к исходному положению. При этом увеличивается проходное сечение регулятора.

Регуляторы обеспечивают интенсивность циркуляции в отдельных стояках в зависимости от температуры среды в них, что способствует выравниванию температуры и стабилизации на заданном уровне.

Перед включением в работу необходимо убедиться в правильности монтажа и проверить на герметичность гидравлическим давлением, равным максимальному в системе, но не более 1 МП а (10 кгс/см^2), места соединения с трубопроводом.

Регуляторы поставляются отрегулированными и настроенными на заданную температуру фиксированной настройки.

Дополнительная настройка запрещается.

Основные технические характеристики регуляторов приведены в приложении АЖ.

Приложение АЖ.10
(справочное)
Технические данные регуляторов

АЖ.10.1 Регулирующие приборы непрямого действия

Тип прибора	Регулируемый параметр	Условное давление регулируемой среды, МПа	Температура, °С		Расход рабочей среды, воды, $м^3/ч$	Пределы настройки	Зона пропорциональности	Зона нечувствительности	Масса, кг
			регулируемой среды	рабочей среды					
РД-3А:									
Односильфонная сборка	Вода, пар, воздух	1,6	180	От 5 до 70	0,03	0,6-1,6 0,16-0,6 0,06-0,25 0,01-0,16	4-25 % верхнего предела настройки – для давления, 40-250 мм вод.ст. – для уровня	0,6-2,5 % верхнего предела настройки – для давления, до 10 мм вод.ст. – для уровня	11
Трехсильфонная сборка	То же	1,6	180	От 5 до 70	0,03	0,6-1,6 0,16-0,6 0,06-0,25 0,01-0,16			14
РД-3М	То же	2,5	180	От 5 до 70	0,03	0,01-0,1 0,06-0,25 0,1-0,6 0,4-1,6 1,6-2,5	До 25 % верхнего предела настройки – для давления, до 250 мм вод.ст. – для уровня	До 2,5 % верхнего предела настройки – для давления, 10 мм вод.ст. – для уровня	10,4
ПТ-1-1	Вода	1,6	90	От 5 до 70	0,1	10-90°С	До 6°С	0,6°С	1,3
ПТ-1-2	-//-	1,6	160	От 5 до 70	0,1	80-160°С	До 6°С	0,6°С	1,3
ПРТ-1	-//-	1,6	От 10 до 160	От 5 до 70	0,1	10-90°С 80-160°С	До 6°С	0,6°С	1,3
РТ-ГВ (регулятор температуры горячего водоснабже-	-//-	1,6	От 10 до 160	От 5 до 70	0,1	10-90°С 80-160°С	До 6°С	0,6°С	от 6,0 до 18,5

Тип прибора	Регулируемый параметр	Условное давление регулируемой среды, МПа	Температура, °С		Расход рабочей среды, воды, $м^3/ч$	Пределы настройки	Зона пропорциональности	Зона нечувствительности	Масса, кг
			регулируемой среды	рабочей среды					
ния в комплекте с ПТ-1-1 или ПТ-1-2)									
Примечание – Прибор ПРГ (аналог РД-3М) намечен к производству на Полтавском турбомеханическом заводе. Технические характеристики прибора те же, что у прибора РД-3А и РД-3М. Возможна установка на прибор ПРГ устройства для дистанционного задания регулируемого параметра.									

АЖ.10.2 Регуляторы прямого действия

Тип регулятора	Регулируемый параметр	Диаметр условного прохода D_y, мм	Условная пропускная способность K_v, $м^3/ч$	Условное давление регулируемой среды, МПа	Температура регулируемой среды, °С	Пределы настройки	Зона пропорциональности	Зона нечувствительности	Масса, кг
УРРД-2	Вода	50 80	25±2,5 60±6,0	1,6	От 30 до 180	0,01-0,04 0,04-0,16 0,16-0,6	–	2,5 % верхнего предела настройки	25±1 40±1
УРРД-М	То же	25 50 80	6 25 60	1,6	От 30 до 180	0,01-0,04 0,04-0,16 0,16-0,6	20-40 % верхнего предела настройки	2,5 % верхнего предела настройки	От 16 до 21
РР-40	-//-	40	4	1,0	150	–	–	–	–
РР-50	-//-	50	4-8	1,0	150	–	–	–	–
РР-80	-//-	80	8-25	1,0	150	–	–	–	–
РР-100	-//-	100	25-40	1,0	150	–	–	–	–
РД-50	-//-	50	До 12	1,0	150	–	–	–	–
РД-80	-//-	80	До 40	1,0	150	–	–	–	–
РД-32	-//-	32	10	1,6	160	0,025-0,1 0,063-0,25	20 % верхнего предела настройки	2,5 % верхнего предела настройки	35
21ч 13нж, 21ч 14нж	Жидкие, газообразные неагрессивные среды	50 80 100 150	25 63 100 250	1,6	От -15 до +200	0,08-1,0	16 % верхнего предела настройки	–	26 56 66 102
21ч 10нж, 21ч 12нж	То же	50 80 100 150	25 63 100 250	1,6	От -15 до +300	0,015-0,95	–	–	82 95 112 159
РТ-ДО(ДЗ)	Вода	15 20 25 40 50	2,5 4,0 6,5 16,0 25,0	1,6	От до 180	От 0-40°С до 140-180°С	10°С	1°С	–

Тип регулятора	Регулируемый параметр	Диаметр условного прохода D_y, мм	Условная пропускная способность K_v, $м^3/ч$	Условное давление регулируемой среды, МПа	Температура регулируемой среды, °С	Пределы настройки	Зона пропорциональности	Зона нечувствительности	Масса, кг
		80	60,0						
РТЦГВ	-»-	20 25	4 6	1,0		50, 60, 75°С	10°С	3°С	2,7 2,8

Приложение АИ
(рекомендуемое)
Методические рекомендации по проведению шурфовок в тепловых сетях

АИ.1 Общие положения

АИ.1.1 Шурфовки, проводимые в подземных прокладках тепловых сетей, являются профилактическим мероприятием, имеющим целью выявление состояния строительно-изоляционных конструкций, тепловой изоляции и трубопроводов.

До внедрения в практику эксплуатации научно-обоснованных методов неразрушающей диагностики состояния подземных теплопроводов шурфовки остаются единственным способом оценки состояния элементов подземных прокладок тепловых сетей.

АИ.1.2 Для проведения шурфовок ежегодно составляется план, который утверждается главным инженером предприятия, эксплуатирующего тепловые сети. Шурфовки могут производиться в любое время года. Результаты шурфовок учитываются при составлении плана ремонтов тепловых сетей.

АИ.1.3 Количество ежегодно проводимых шурфовок устанавливается предприятиями тепловых сетей в зависимости от протяженности тепловой сети, ее состояния, видов теплоизоляционных конструкций. Количество шурфов рекомендуется принимать из расчета один шурф на 5-10 км трассы.

На новых участках тепловой сети шурфовку рекомендуется начинать в пятого года эксплуатации.

В случае появления на тепловой сети затопляемых участков, участков с повышенными тепловыми потерями, с коррозионными повреждениями и т.п. шурфовки следует начинать ранее указанного срока.

АИ.2 Выбор мест плановых шурфовок

АИ.2.1 Шурфовки должны производиться в первую очередь:

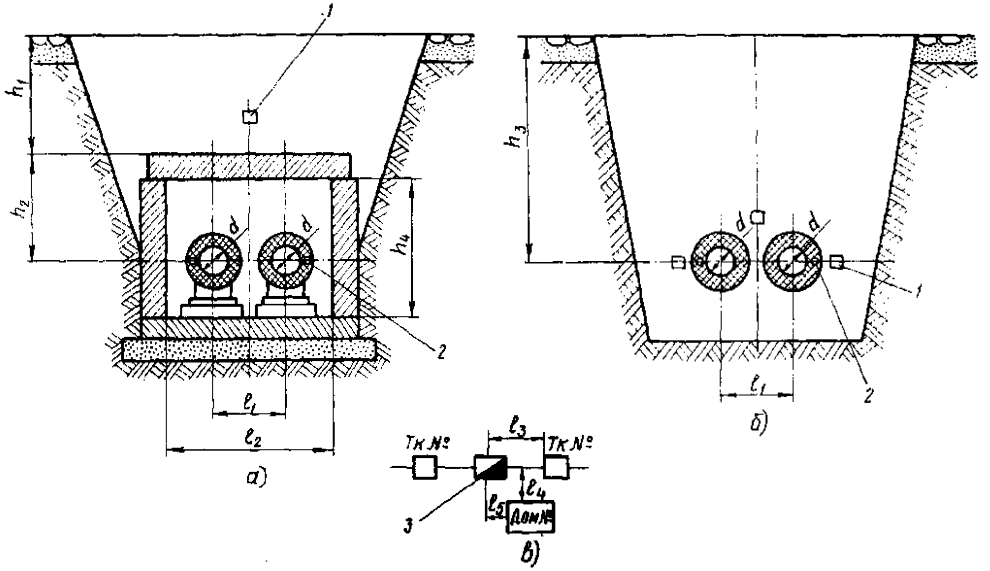
- в местах с неблагоприятными гидрогеологическими условиями (затопления прокладок грунтовыми, ливневыми и другими водами, повышенная коррозионная активность грунтов);
- на участках, расположенных вблизи открытых водостоков, линий канализации и водопровода или пересекающих их;
- в местах с повышенными тепловыми потерями (наличие талых мест вдоль трассы теплопровода в зимнее время);
- вблизи мест коррозионных повреждений трубопроводов.

АИ.2.2 На предприятии или в эксплуатационном районе необходимо иметь специальную схему тепловой сети, где систематически отмечаются места шурфовок, затопляемые участки сети, переложенные участки, места коррозионных повреждений трубопроводов. Последним должно уделяться особое внимание. На схему рекомендуется нанести рельсовые пути электрифицированного транспорта и тяговые подстанции, смежные металлические подземные коммуникации, уста-

новки электрохимической защиты, работающие на тепловых сетях и смежных подземных сооружениях.

АИ.2.3 Размеры шурфа выбираются исходя из удобства осмотра строительно-изоляционных, теплоизоляционных конструкций и трубопровода со всех сторон.

В канальных прокладках минимальные размеры должны обеспечивать возможность снятия двух плит перекрытия; в бесканальных прокладках размер шурфа по низу должен быть не менее 1,5×1,5 м (рисунок АИ.1).



а – при канальной прокладке; б – при бесканальной прокладке; в – схема привязки шурфа; 1 – место отбора проб грунта; 2 – место отбора проб изоляции; 3 – шурф; h_1 – расстояние от поверхности земли до плит перекрытия; h_2 – расстояние от плит перекрытия до оси трубопровода; h_3 – расстояние от поверхности земли до оси трубопровода; h_4 – высота канала; l_1 – расстояние между осями трубопроводов; l_2 – ширина канала в свету; l_3 – расстояние от тепловой камеры до шурфа; l_4, l_5 – привязки шурфа к зданиям

Рисунок АИ. 1 – Эскиз шурфа с привязкой и указанием мест отбора проб

АИ.3 Организация работ

АИ.3.1 Для проведения шурфовок в каждом районе тепловой сети организуется комиссия под председательством начальника района, в состав которой входят инженер производственной лаборатории и мастер участка, где производится вскрытие.

АИ.3.2 Проведение работ по вскрытию оформляется мастером участка, который несет ответственность за правильное производство работ и соблюдение правил техники безопасности.

АИ.3.3 Земляные работы выполняются механизированным способом или вручную. При использовании механизмов последние 0,3-0,5 м грунта над конструкцией удаляются вручную. Снятие плит перекрытия канала, а в бесканальной прокладке выемка грунта вокруг теплопроводов производится в присутствии комиссии.

АИ.3.4 При поступлении воды в отрываемый шурф необходимо организовать ее непрерывную откачку.

АИ.3.5 При проведении шурфовки производится осмотр строительных, теплоизоляционных конструкций, трубопроводов, отбор проб теплоизоляции и грунта для исследования в производственной лаборатории, измерение электрических потенциалов. Отбор проб и электрометрические работы производятся под наблюдением инженера производственной лаборатории.

АИ.4 Проведение осмотра

АИ.4.1 Осмотр строительно-изоляционной конструкции и трубопроводов следует производить сразу после вскрытия прокладки. По мере осмотра на каждый шурф заполняется типовой акт по форме 1 приложения АИ.1.

АИ.4.2 Осмотр рекомендуется производить в последовательности, приведенной в типовом акте, с учетом следующих указаний:

а) характеристика участка сети включает назначение теплопровода, вид теплоносителя, температурный график работы сети и температуру в сети во время шурфовки, количество труб;

б) характеристика наружного покрытия трассы теплопровода дается непосредственно для места шурфовки 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 приложения АИ.2. 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 шурфа и предполагаемые причины ее появления (грунтовая вода, ливневая, сетевая, водопроводная и т.д.);

д) указать конструкцию, состояние дренажных труб, стыков, определить с помощью «поплавка» наличие протока воды в ближайшем дренажном колодце;

Е) для канальной прокладки указать способ гидроизоляции канала, гидроизоляционный материал, состояние гидроизоляции (наличие трещин, вспучивания, сползания, грунта между слоями гидроизоляции);

ж) характеристика и состояние строительных конструкций канала включают тип и конструкцию канала, оценку состояния плит перекрытия и стенок канала, характер разрушения элементов канала и его причины;

и) осмотр и оценка внутреннего состояния канала должны включать следующее:

- определение наличия влаги (капельной или пленочной) на внутренней поверхности перекрытия, стен и дна канала;
- выявление признаков затопления канала, определение высоты стояния воды в канале при затоплениях;
- определение толщины слоя илистых отложений в канале;

- при расположении вблизи места вскрытия неподвижной щитовой опоры проверку наличия и состояния отверстия в опоре для прохода воды, дренируемой по дну канала, состояния изоляции труб в месте прохода через опору;

к) указать тип теплоизоляционной конструкции (подвесная, засыпная, монолитная, сборная и т.д.) и ее состояние (целостность);

л) указать конструкцию покровного слоя, количество слоев, материалы, оценить состояние (наличие трещин, отслоений, степень увлажнения и т.д.);

м) указать тип теплоизоляционного материала и вид изделия (маты, скорлупы, сегменты, полуцилиндры и т.д.), состояние материала (степень увлажнения, разрушение штучных изделий, разложение материала);

н) указать тип антикоррозионного покрытия по технической документации на данный участок сети и фактически; количество слоев, клеящий состав для рулонных материалов; оценить состояние покрытия, целостность, адгезию, изменение цвета и структуры, измерить толщину покрытия;

п) оценить коррозионный процесс на трубах, определить характер коррозии (пылевидная, пленочная, язвенная, электрокоррозия), наличие продуктов коррозии, толщину коррозионных пленок, глубину язв, каверн и т.д.; предполагаемую причину коррозионных процессов.

Трубы осматриваются со всех сторон. Особое внимание необходимо уделять участкам снизу труб и между ними; при этом рекомендуется пользоваться зеркалом.

АИ.4.3 При наличии в шурфе труб другого назначения краткие данные об их состоянии заносятся в акт.

АИ.4.4 Для вскрытого шурфа составляется схема привязки и эскиз сечения, где дается конструкция прокладки, приводятся основные размеры и указываются места отбора проб. Эскиз прилагается к акту (см. рисунок АИ.1).

АИ.5 Средства измерения

АИ.5.1 При шурфовках производятся измерения:

- размеров строительно-изоляционных конструкций, глубины заложения трубопроводов, расстояний до ближайших тепловых камер и зданий (привязочные размеры); уровня стояния воды в канале, расстояния между осями теплопроводов (см. рисунок АИ.1);
- толщины антикоррозионного покрытия;
- разности потенциалов «труба-земля».

АИ.5.2 Погрешность измерений не должна превышать значений, указанных в таблице АИ.1.

Таблица АИ.1

Показатель	Допускаемая погрешность
Размеры строительных конструкций, глубина заложения трубопровода, уровень стояния воды в канале, мм	±100
Расстояние до тепловых камер и домов, мм	±200
Толщина антикоррозионного покрытия, %	±10
Разность потенциалов «труба-земля», %	±5
Влажность материала, %	±1

АИ.5.3 Для проведения измерений и лабораторных анализов используются средства измерений (СИ), указанные в табл. АИ.2*.

Примечание – * Допускается применять средства измерений с метрологическими характеристиками не хуже указанных в таблице.

Таблица АИ.2

Наименование СИ	Тип СИ	Диапазон измерения		Погрешность	Назначение СИ
		единица измерения	значение		
Рулетка		м	0-2 0-5 0-10	-	Определение размеров строительных конструкций, глубины заложения труб, уровня воды в канале, привязочных размеров (см. п. 4.4)
Метр складной		м	0-1	-	
Измеритель толщины пленки	ИТП-1	мк	50-500	±10 %	Определение толщины антикоррозионного покрытия (см. п. 4.2, м)
Ампервольтметр	М231	В	0,5-0-0,5 1-0-1 5-0-5 10-0-10 50-0-50	±1,5 %	Определение разности потенциалов «труба – земля»
Весы технические	Т-4	г	0,2-200	0,05 г	Определение влажности проб грунта и теплоизоляции
Весы технические	Т-4	г	50-1000	0,1 г	Определение коррозионной активности проб грунта и теплоизоляции (см. п. П3.1)

При измерении разности потенциалов «труба – земля» применяются медносульфатные и стальные электроды сравнения; измерения производятся в соответствии с СТО 17330282.27.060.001 и СТО 17330282.27.060.002-2008.

АИ.6 Отбор проб

АИ.6.1 При вскрытии шурфа и осмотре прокладки производится отбор проб грунта, теплоизоляционных и других материалов для лабораторных анализов на влажность, коррозионную активность и в отдельных случаях для анализа состава водной вытяжки. На рисунке АИ.1 показаны места отбора проб грунта и теплоизоляции для лабораторных анализов.

АИ.6.2 Для анализа на влажность отбираются пробы грунта и тепловой изоляции сразу после вскрытия шурфа и теплоизоляционной конструкции.

Пробы грунта в бесканальной прокладке отбираются сверху и сбоку труб на расстоянии 100-200 мм от теплопровода; при канальной прокладке пробы грунта отбираются над перекрытиями на расстоянии от 200 до 300 мм от них. Пробы теплоизоляции отбираются из среднего слоя теплоизоляции сбоку от каждой трубы (2 пробы). Отобранные пробы в количестве от 15 до 20 г помещаются в стеклянные пронумерованные бюксы с притертыми крышками. Определение влажности проб выполняется по СТО 17330282.27.060.001-2008 и СТО 17330282.27.060.002-2008.

АИ.6.3 Пробы на коррозионную активность отбираются при выявлении на трубах интенсивных коррозионных процессов как при бесканальной, так и при канальной прокладках. Места отбора проб грунта и тепловой изоляции те же, что указаны выше. Кроме того, рекомендуется брать пробы отложений со дна канала (ила), покровных слоев теплоизоляционных конструкций (например, штукатурки) и т.д. Пробы отбираются в количестве от 1,5 до 2,0 кг и помещаются в специальные полотняные или брезентовые мешочки, пронумерованные краской.

Порядок проведения анализов на коррозионную активность дан в приложении АИ.3.

АИ.6.4 При обнаружении повышенной и высокой коррозионной активности отдельных проб необходимо провести анализ этого материала на химический состав водной вытяжки с целью выявления агрессивных компонентов, которые могут явиться причиной возникновения процесса коррозии. Перечень необходимых определений при анализе на состав водной вытяжки дан в форме 5 приложения АИ.1.

АИ.7 Оценка результатов

АИ.7.1 По данным проведенной шурфовки оценивается состояние строительно-изоляционной конструкции, а также интенсивность и опасность наружной коррозии труб.

При оценке коррозионного процесса на трубах приближенно можно исходить из следующего:

- пылевидная коррозия, а также равномерная пленочная коррозия с толщиной коррозионных пленок до 3 мм, под которой не обнаружено язв, могут считаться неопасными;
- пленочная коррозия с толщиной пленок более 3 мм, а также пленочная коррозия, под которой обнаружены язвы, или местная язвенная коррозия, считаются опасными;
- наличие каверн конической формы без коррозионных продуктов по краям указывает на протекание процесса электрокоррозии и считается опасным.

АИ.7.2 В местах, где наблюдаются опасные коррозионные процессы, для принятия решения о необходимости проведения ремонта должны быть вырезаны образцы труб.

АИ.7.3 В случае выявления разрушения теплоизоляционных конструкций и наличия на трубах опасных коррозионных процессов необходимо в обе стороны от шурфа на расстоянии от 10 до 20 м вскрыть контрольные шурфы для определения границ участка.

АИ.8 Восстановительные работы

АИ.8.1 После проведения шурфовки должны быть полностью восстановлены теплоизоляционные и строительные конструкции:

- трубы защищены надежным антикоррозионным покрытием;
- восстановлены основной слой теплоизоляции, покровный слой, стыки с соседними участками теплоизоляции;

- произведена очистка канала в месте шурфовки от грунтовых наносов и остатков разрушенных теплоизоляционных и других материалов;
- установлены плиты перекрытия канала с заменой поломанных плит новыми, произведено цементирование швов, гидроизоляция швов.

АИ.8.2 Приведенные восстановительные работы освещаются в соответствующем разделе акта (форма 1 приложения АИ.1).

АИ.8.3 Закрывать места шурфовок без восстановления строительно-изоляционной конструкции запрещается.

АИ.9 Требования безопасности

АИ.9.1 Шурфовки производятся в соответствии с требованиями, изложенными в СТО 7023842.27.010.006-2009.

АИ.9.2 При осмотре участков со значительными коррозионными повреждениями трубопроводов необходимо соблюдать следующие меры предосторожности:

- запрещается стучать по трубе металлическими предметами и становиться на трубу;
- удалять продукты коррозии следует с осторожностью во избежание образования свищей; эти работы выполняются в защитных очках и спецодежде, предназначенной для работы в тепловых камерах.

Приложение АИ.1
(рекомендуемое)
Формы документов

Форма 1

Теплосеть _____
(энергоуправление)
Район теплосети_____ТЭЦ_____
Дата_____

АКТ №____

осмотр тепломагистрали в шурфе

Наименование или номер магистрали _____
Место шурфовки: между камерами (узлами) _____
на расстоянии_____м от камеры (узла)_____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. Наличие наружной коррозии, ее характер и интенсивность, толщина коррозионной пленки, диаметр и глубина каверн, местонахождение по оси трубы:
подающая труба _____
обратная труба _____

14. Наличие электрифицированного транспорта и расстояние до ближайших рельсов _____

15. Наличие вблизи теплотрассы других подземных коммуникаций (кабелей, газопроводов, водопровода, канализации) _____

16. Наличие на смежных подземных коммуникациях электрозащитных установок_____

17. Предполагаемые причины разрушения теплоизоляционной конструкции и наружной коррозии трубопроводов _____

18. Намечаемые мероприятия по устранению причин дефектов _____

19. Описание работ по восстановлению прокладки в месте шурфовки;
дата восстановления _____

20. Дополнительные данные _____

Приложения: а) анализ проб на влажность (форма 2);
б) анализ проб на коррозионную активность (форма 3);
в) разность электрических потенциалов «труба-земля» (форма 4);
г) анализ водной вытяжки проб (форма 5).

Члены комиссии:

Фамилия Должность Подпись

« « _____ 20___ г.

Форма 2
Приложение к акту № _____
от _____ 20___ г.

Анализ проб на влажность

№ пробы	Испытуемый материал	Место отбора пробы	Влажность, % к сухому весу	Примечание
1	2	3	4	5

Подписи:
Дата _____

Форма 3

Приложение к акту № _____
от _____ 20__ г.

Коррозионная активность проб
(по методу потери массы)

Дата отбора	Место отбора	Материал пробы	№ образца	Масса стержня, г		Потеря массы, г	Степень коррозионной активности
				начальная	конечная		
1	2	3	4	5	6	7	8

Подписи:

Дата _____

Форма 4

Приложение к акту № _____
от _____ 20____ г.

ПРОТОКОЛ
измерений электрических потенциалов «труба-земля»

Дата _____ 20___ г. Время измерений:
начало _____ час _____ мин
конец _____ час _____ мин
Адрес пункта измерения _____
Тип, № прибора _____Предел измерений _____
Состояние грунта _____
(сухой, влажный)
Тип электрода сравнения _____
(стальной, медно-сульфатный)

Время, мин	Данные измерений, В для интервала времени, с											
	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												

Камеральная обработка результатов измерений

Разность потенциалов, В	Сумма, В	Максимум, В	Средняя величина, В	Минимум, В	Общее число измерений
Положительная (+) Отрицательная (-)					

Измерения произвел _____Обработал _____
Проверил _____

Форма 5

Приложение к акту № _____ от « « _____20___ г.
Место отбора пробы _____
Материал пробы _____

Результаты анализа водной вытяжки

№ п. п.	Компонент	Результаты анализа	
		мг/100 г сухого вещества	мг-экв/100 г сухого вещества
	Кальций Ca^{2+}		
	Магний Mg^{2+}		
	Калий K^{+}		
	Натрий Na^{+}		
	Сульфаты SO_4^{2-} SO_4^{2-}		
	Хлориды Cl^{-}		
	Нитриты NO_2^{-} NO_2^{-}		
	Нитраты NO_3^{-} NO_3^{-}		
	pH		

Руководитель химической лаборатории:
Химик-аналитик:

Приложение АИ.2
(справочное)
Краткая характеристика грунтов по группам

Глинистые			Обломочные	Искусственные			
Глина	Суглинки	Супеси	Галечник, щебень, гравий	Пески	Насыпи	Свалки	Строительный мусор, угольный шлак
Более 30 % глинистых частиц (водонепроницаема)	До 30 % глинистых частиц, остальное песок	До 10 % глинистых частиц	Состоит из скоплений обломков размером от 2 до 200 мм, промежутки заполнены песчаными, пылеватыми и глинистыми частицами	Скопления минеральных зерен размером до 2 мм	Искусственные насыпи	-	Все отходы строительства и отвалы

Приложение АИ.3
(рекомендуемое)
Порядок определения коррозионной активности проб

АИ.3.1 Определение коррозионной активности отобранных проб по методу потери массы образцов производится по методике, приведенной в ГОСТ 9.015.

Образец представляет собой стальную трубку длиной 100 мм и внутренним диаметром 19 мм.

Перед испытаниями поверхность образца очищают от ржавчины и окалины корундовой шкуркой, обезжиривают ацетоном, высушивают фильтровальной бумагой, выдерживают 1 сут в эксикаторе с хлористым кальцием, затем образец взвешивают на технических весах Т-4, метрологическая характеристика которых приведена в таблице АИ.2.

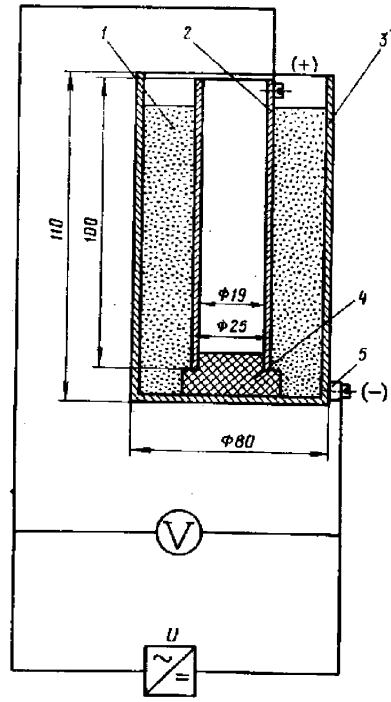
Образец помещается в жестяную банку высотой 110 мм и внутренним диаметром 80 мм. Для изоляции образца от дна банки в один из его торцов вставляется резиновая пробка так, чтобы она выступала от 10 до 12 мм.

Банка заполняется грунтом или другим испытуемым материалом на 5 мм ниже верхнего конца трубки. Грунт трамбуется для обеспечения плотного прилегания к образцу и банке.

Грунт увлажняют до появления на его поверхности непоглощенной влаги. Не допускается производить увлажнение грунта после начала испытаний. К банке с помощью зажимного приспособления подключается отрицательный полюс, а к образцу – положительный полюс источника постоянного тока напряжением 6 В.

Образец находится под током в течение 24 ч (см. схему на рисунке АИ.3.1).

После отключения тока образец тщательно очищается от продуктов коррозии катодным травлением в 8 % растворе гидрата окиси натрия при плотности тока от 3 до 5 А/дм^2, промывается дистиллированной водой, высушивается и взвешивается с погрешностью не более 0,1 г.



1 – испытуемый материал; 2 – трубчатый стальной образец; 3 – жестяная банка; 4 – резиновая пробка;
5 – контакт; U – выпрямитель; V – вольтметр

Рисунок АИ.3.1 – Схема установки для определения коррозионной активности проб

АИ.3.2 Потеря массы образца определяют по следующей формуле

$$m = m_1 - m_2, \qquad (АИ.3.1)$$

где m – потеря массы образцом, г;

m_1 – масса образца до испытаний, г;

m_2 – масса образца после испытаний, г.

АИ.3.3 Погрешность определения потери массы составит

$$\Delta m = \sqrt{2}\Delta a, \qquad (АИ.3.2)$$

где Δm – абсолютная погрешность определения потери массы образцом, г;

Δa – погрешность взвешивания образца, принимаемая равной основной допустимой погрешности весов, г.

Результаты измерений потери массы образца вносятся в форму 3 приложения АИ.1.

АИ.3.4 Степень коррозионной активности исследуемого материала определяют по потере массы образца в соответствии с таблицей:

Наименование показателя	Потеря массы образца, г				
	До 1	Св. 1 до 2	Св. 2 до 3	Св. 3 до 4	Св. 4
Коррозионная активность	Низкая	Средняя	Повышенная	Высокая	Весьма высокая

Приложение АК
(рекомендуемое)
Методические рекомендации по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя

АК.1 Общие положения

АК.1.1 Испытание тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя проводится с целью выявления дефектов трубопроводов, компенсаторов, опор, а также проверки компенсирующей способности тепловых сетей в условиях температурных деформаций, возникающих при повышении температуры теплоносителя до максимального значения и последующем ее понижении до первоначального уровня.

АК.1.2 За максимальную температуру теплоносителя при испытании тепловой сети следует принимать максимальное значение температуры сетевой воды в подающем трубопроводе по температурному графику тепловой сети, принятому для данной системы централизованного теплоснабжения (СЦТ) и указываемому энергоснабжающей организацией в договорах теплоснабжения. Значение максимальной температуры теплоносителя, при которой проводится конкретное испытание, должно устанавливаться техническим руководителем организации (предприятия), эксплуатирующей тепловые сети (ОЭТС), исходя из технических возможностей оборудования.

АК.1.3 Испытанию на максимальную температуру теплоносителя должны подвергаться все тепловые сети от источника тепловой энергии до тепловых пунктов систем теплопотребления.

АК.1.4 Испытание на максимальную температуру теплоносителя следует проводить, как правило, непосредственно перед окончанием отопительного сезона при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

АК.1.5 Испытание на максимальную температуру теплоносителя тепловых сетей, эксплуатирующихся длительное время и имеющих ненадежные участки, следует проводить после текущего или капитального ремонта и предварительного гидравлического испытания этих участков на прочность и плотность, но не позднее чем за три недели до начала отопительного сезона.

АК.1.6 Запрещается одновременное проведение испытания тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя и гидравлического испытания тепловых сетей на прочность и плотность.

АК.1.7 Периодичность проведения испытаний тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя должна определяться техническим руководителем ОЭТС.

АК.1.8 При испытании на максимальную температуру теплоносителя температура воды в обратном трубопроводе тепловой сети не должна превышать 90°С во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов, условий работы компенсирующих устройств, целостности изоляционных конструкций.

АК.1.9 Для понижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытание проводится с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства – элеваторы (зависимая схема присоединения) и водоподогреватели (независимая схема присоединения), а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры воды. Допускается при необходимости проводить испытание с включенными системами отопления, имеющими насосное подмешивание.

АК.1.10 В целях безопасности на время испытания на максимальную температуру теплоносителя от тепловых сетей 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 меньшими по сравнению с расчетными коэффициентами подмешивания*, при которых возможно поступление в отопительную систему воды с температурой свыше 100°С;

Примечание – * Коэффициент подмешивания выражается отношением:

$$U = \frac{G_{\text{п}}}{G_{\text{р}}}, \qquad \text{(АК.1)}$$

где $G_{\text{п}}$ – массовый расход подмешиваемой воды;

$G_{\text{р}}$ – массовый расход рабочей воды

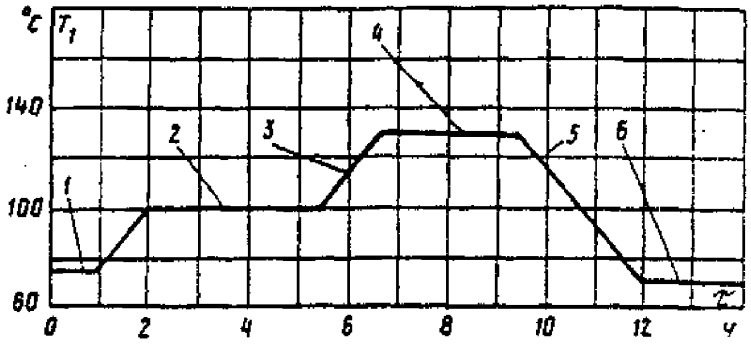
- калориферные установки; отопительные системы с непосредственной схемой присоединения.

Потребители, для которых не допускаются перерывы в подаче тепловой энергии (больницы, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей и т.п.), должны быть на период испытания переведены на питание от резервных источников тепловой энергии.

АК.2 Режимы испытания

АК.2.1 При испытании температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети на выводе от источника тепловой энергии повышается до установленного максимального значения. Понижение температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, достигается за счет охлаждения в оставшихся включенными системах отопления и горячего водоснабжения (см. п. АК.1.9).

АК.2.2 Испытание проводится методом «температурная волна» (рисунок АК.1), что позволяет сократить продолжительность испытания и вынужденного перегрева потребителей тепловой энергии. Продолжительность поддержания максимальной температуры воды с учетом возможного размыва граничных зон температурной волны по мере удаления от источника тепловой энергии должна составлять не менее 2 ч.



1 – режим до начала испытания; 2 – прогрев тепловой сети;
3 – повышение температуры сетевой воды до максимального значения, предусмотренного программой; 4 – поддержание заданной максимальной температуры сетевой воды (не менее 2 ч);
5 – понижение температуры сетевой воды до первоначальной; 6 – режим после испытания

Рисунок АК.1 – Примерный график изменения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе на выводе от источника тепловой энергии при испытании

АК.2.3 Давление воды в тепловой сети при испытании ($P_и$) не должно превышать значений, которые имеют место при эксплуатационном режиме ($P_э$), т.е. во всех точках тепловой сети должно соблюдаться условие $P_и \le P_э$.

АК.2.4 Если тепловая сеть испытывается на максимальную температуру теплоносителя по частям, необходимо предусматривать соответствующее понижение давления в подающем трубопроводе на выводе от источника тепловой энергии. Для этого в каждом конкретном случае перед началом испытания должен быть сделан оценочный гидравлический расчет для наиболее неблагоприятных точек сети.

АК.2.5 При испытании во всех точках тепловой сети в подающем трубопроводе должно поддерживаться давление, обеспечивающее невскипание воды при максимальной температуре.

АК.2.6 На период испытания должны быть заданы:

- максимальная температура сетевой воды в подающем трубопроводе на источнике тепловой энергии;
- максимально допустимая температура сетевой воды в обратном трубопроводе;
- давление в обратном коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии;
- давление в подающем коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии;
- ожидаемый расход сетевой воды;
- ожидаемый максимальный отпуск тепловой энергии (с указанием, в какие часы суток он ожидается);
- ожидаемый минимальный отпуск тепловой энергии при прохождении пика температуры обратной воды на конечной стадии испытания (с указанием, в какие часы суток он ожидается);
- максимально допустимая подпитка тепловой сети.

Отклонения от заданного режима испытания не должны превышать:

- по температуре сетевой воды в подающем коллекторе на источнике тепловой энергии (относительно максимального значения) ±2 %;

- по давлению в обратном коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии ±20 кПа (±0,2 кгс/см^2);

- по давлению в подающем коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии ±5 %.

АК.2.7 Температура воды на тепловых вводах систем теплопотребления не задается.

АК.2.8 При подготовке к испытанию должны учитываться значительные изменения объемов сетевой воды при повышении и понижении температуры воды в процессе испытания.

Ожидаемый часовой прирост объема воды в тепловой сети при изменении температуры воды (м^3/ч) может быть приближенно определен по формуле:

$$\Delta V = G\left(\frac{1}{\rho_{T_2}} - \frac{1}{\rho_{T_1}}\right) \qquad \text{(АК.2)}$$

где G – расход циркулирующей воды, кг/ч;

ρ_{T_1} и ρ_{T_2} - плотность воды (кг/м^3) при температурах соответственно T_1 и T_2;

T_1 и T_2 - соответственно начальная и конечная температура воды, °С.

АК.2.9 Поддержание при испытании заданного значения давления в обратном коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии должно осуществляться путем регулирования величины подпитки или дренажа.

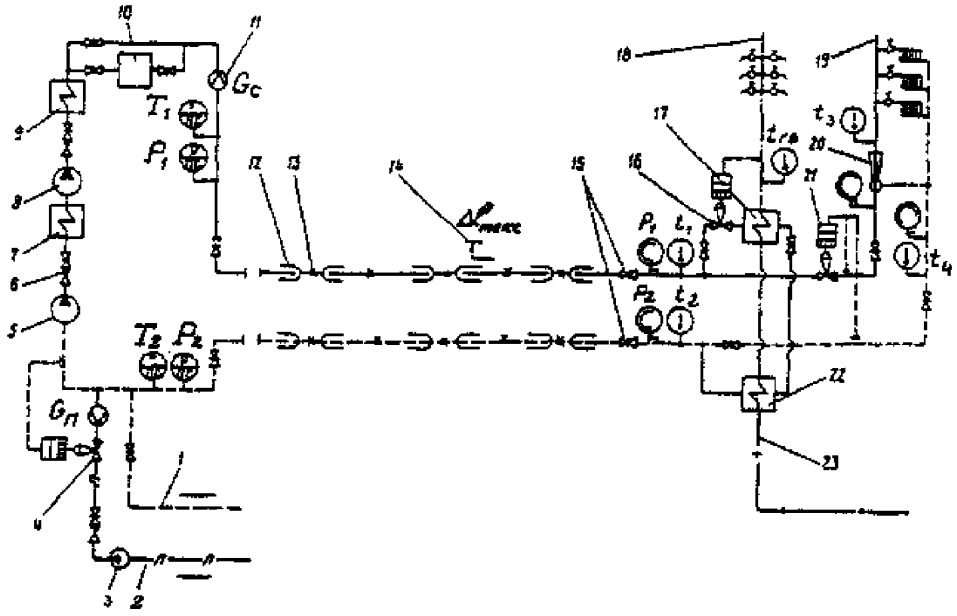
АК.2.10 Скорость изменения температуры сетевой воды при испытании должна определяться при повышении температуры в зависимости от пропускной способности дренажного трубопровода, а при понижении температуры в зависимости от производительности подпиточного устройства. При этом изменение температуры должно производиться равномерно со скоростью не выше 30°С в час.

АК.2.11 Температура воды в присоединенных к тепловым сетям системах отопления при испытании не должна превышать расчетного значения для систем отопления (для большинства систем она составляет 95°С), а в системах горячего водоснабжения температура воды должна быть не выше 75°С .

АК.2.12 Для понижения температуры воздуха внутри помещений в период испытания потребителям следует рекомендовать усиленное проветривание помещений.

АК.3 Измеряемые параметры. Средства измерений

АК.3.1 При испытании тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя измеряются следующие значения (рисунок АК.2):



1 – дренажный трубопровод (d_y = 100 мм); 2 – подпиточный трубопровод; 3 – подпиточный насос; 4 – регулятор подпитки; 5 – первая ступень сетевых насосов; 6 – обратный клапан; 7 – первая ступень сетевых подогревателей; 8 – вторая ступень сетевых насосов; 9 – вторая ступень сетевых подогревателей; 10 – пиковый котел; 11 – измерительная диафрагма с регистрирующим расходомером; 12 – сальниковый компенсатор; 13 – неподвижная опора; 14 – ФМП; 15 – задвижки на вводе в тепловой пункт; 16 – регулятор температуры воды; 17 – вторая ступень подогревателя горячего водоснабжения; 18 – система горячего водоснабжения; 19 – система отопления; 20 – элеватор; 21 – регулятор расхода; 22 – первая ступень подогревателя горячего водоснабжения; 23 – холодный водопровод

Рисунок АК.2- Схема работы тепловой сети и расстановки контрольно-измерительной аппаратуры при испытании

АК.3.1.1 на источнике тепловой энергии:

- температура воды в подающем T_1 и обратном T_2 коллекторах сетевой воды;
- давление в подающем P_1 и обратном P_2 коллекторах сетевой воды;
- расход сетевой воды в подающем трубопроводе G_c;
- расход подпиточной воды $G_п$;

АК.3.1.2 на тепловых вводах систем теплопотребления, на которых оборудованы пункты наблюдения (см. АК.4.9):

- температура воды в подающем t_1 и обратном t_2 трубопроводах тепловой сети;
- температура воды в подающем t_3 и обратном t_4 трубопроводах отопительной системы;
- температура воды в системе горячего водоснабжения $t_{гв}$;
- давление в подающем p_1 и обратном p_2 трубопроводах тепловой сети;

АК.3.1.3 в тепловой сети:

- максимальное перемещение стаканов сальниковых компенсаторов на подающем трубопроводе $\Delta l_{макс}$ (измеряется выборочно в предусмотренных программой местах).

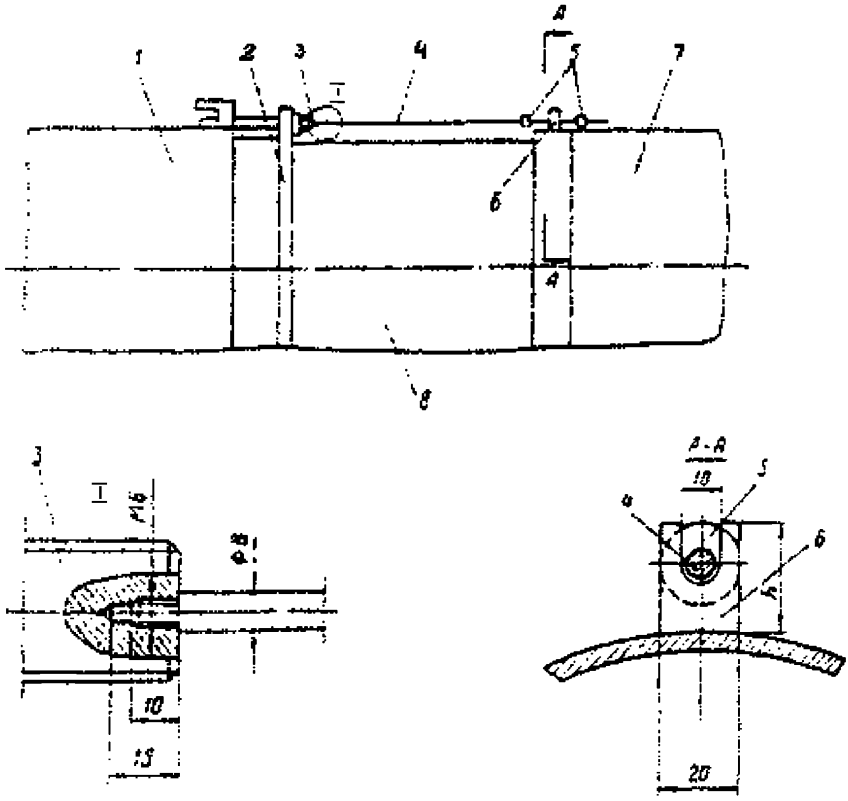
АК.3.2 Для измерения температуры сетевой воды на источнике тепловой энергии рекомендуется применять штатные термопреобразователи (термометры сопротивления) с вторичными приборами типа КСМ-4 с основной погрешностью не более ±1,5 %; для измерения температуры воды в тепловых пунктах систем теплопотребления рекомендуется использовать стеклянные термометры с ценой деления 1,0°С и основной погрешностью не более ±1,0 %.

АК.3.3 Для измерения расходов сетевой воды в подающем трубопроводе и подпиточной воды рекомендуется применять стандартные измерительные диафрагмы в комплекте с дифференциальными манометрами ДМ и вторичными приборами с общей погрешностью не более ±4 % .

АК.3.4 Для измерения давления на источнике тепловой энергии рекомендуется применять самопишущие приборы давления с общей погрешностью не более ±1,5 %; для измерения давления в тепловых пунктах систем теплопотребления рекомендуется применять технические пружинные манометры классов 1,0-1,5.

АК.3.5 Измерение значения максимального перемещения стаканов сальниковых компенсаторов должно производиться с помощью специальных фиксаторов максимального перемещения (ФМП). Фиксаторы должны настраиваться до начала испытания, поскольку во время испытания персоналу запрещается находиться в тепловых камерах и туннелях. Температура воды, необходимая для оценки компенсирующей способности сальниковых компенсаторов, должна измеряться в ближайших к месту установки ФМП тепловых пунктах.

АК.3.6 Для измерения максимального перемещения стакана сальникового компенсатора (концевого сечения трубы) рекомендуется применять устройство, принципиальная конструкция которого показана на рисунке АК.3.



1 – корпус сальникового компенсатора; 2 – грундбукса; 3 – Т-образный болт (с торцевым сверлением и внутренней резьбой); 4 – стержень с резьбовым концом (d = 8 мм, l = 350÷570 мм); 5 – фиксирующие шайбы ($d_н$ =20 мм, $d_в = 8^{+0,2}$ мм, δ = 15 мм); 6 – вилка (δ = 3÷5 мм, h – в зависимости от диаметра грундбуксы); 7 – трубопровод; 8 – стакан компенсатора

Рисунок АК. 3 – Фиксатор максимального перемещения стакана сальникового компенсатора

Стержень 4 одним концом ввернут в резьбу, предварительно нарезанную в торце Т-образного стяжного болта 3 грунд-буксы 2 компенсатора. На другой свободный конец стержня (длина которого выбирается «по месту») насажены две фиксирующие шайбы 5, располагающиеся по разные стороны от вилки 6, которая приваривается к трубопроводу вблизи его соединения со стаканом компенсатора. Высота вилки h выбирается «по месту» в зависимости от диаметра грундбуксы.

Перед испытанием при начальной температуре воды в подающем трубопроводе шайбы подводятся вплотную к вилке, а стержень смазывается тугоплавкой смазкой. Во время повышения температуры воды при испытании вилка перемещается вместе со стаканом компенсатора и передвигает одну из шайб. После окончания испытания и понижения температуры воды до начальной производится измерение фактического максимального хода стакана компенсатора $\Delta l^{ф}_{макс}$ по расстоянию между шайбами. Измерение производится линейкой или рулеткой с ценой деления 1 мм с погрешностью до 1 мм.

АК.4 Подготовительные работы

АК.4.1 До проведения испытаний в ОЭТС создается специальная бригада во главе с руководителем испытания, который назначается приказом технического руководителя ОЭТС. Бригада комплектуется из работников службы измерений, наладки и испытаний (СИНИ), персонала эксплуатационного района ОЭТС с привлечением эксплуатационного персонала потребителей.

АК.4.2 Руководитель испытания должен заблаговременно определить необходимые мероприятия в тепловой сети на источнике тепловой энергии и в системах теплопотребления, которые должны быть выполнены в процессе подготовки сети к испытанию.

АК.4.3 До начала испытания должны быть составлены рабочая программа испытания и перечень подготовительных мероприятий, которые утверждаются техническим руководителем ОЭТС и согласовываются с техническим руководителем источника тепловой энергии и органами местного самоуправления (потребителями тепловой энергии).

Рабочая программа испытания должна быть представлена на утверждение и согласование не позднее чем за 7 дн до начала испытания.

АК.4.4 Изменение графика электрической нагрузки источника тепловой энергии (ТЭЦ), которое может потребоваться в связи с проведением испытания, оформляется персоналом ТЭЦ в установленном порядке.

АК.4.5 За два дня до начала испытания утвержденная рабочая программа испытания должна быть передана диспетчеру ОЭТС, начальнику смены источника тепловой энергии и потребителям тепловой энергии (органам местного самоуправления) для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы тепловой сети и СЦТ в целом.

АК.4.6 Для своевременной подготовки сети к испытанию утвержденный (см. п. АК.4.3) перечень подготовительных мероприятий должен быть передан начальнику эксплуатационного района ОЭТС, главному инженеру источника тепловой энергии и потребителям тепловой энергии (в органы местного самоуправления) не позднее чем за 10 дн до начала испытания.

АК.4.7 Рабочая программа испытания должна содержать:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;
- перечень подготовительных (организационных и технологических) мероприятий;
- схему включения оборудования источника тепловой энергии при испытании;
- схему работы тепловой сети при испытании;
- режимы испытания;
- время и последовательность проведения каждого этапа испытания (график проведения испытания);
- измеряемые при испытании параметры (см. п. АК.3.1) и интервалы измерений;
- места установки средств измерений;

- перечень лиц, ответственных за обеспечение заданных режимов и мер безопасности на источнике тепловой энергии, в тепловой сети и системах теплопотребления;

- список потребителей тепловой энергии, подлежащих отключению на время проведения испытания;

- перечень потребителей, для которых не допускаются перерывы в подаче тепловой энергии и которые на период испытания должны быть переведены на питание от резервных источников;

- число наблюдателей, необходимых для проведения измерений на источнике тепловой энергии и на тепловых пунктах систем теплопотребления, а также дежурных по трассе испытываемой тепловой сети;

- мероприятия по технике безопасности;

- меры по оповещению потребителей тепловой энергии;

- перечень транспорта, необходимого для объезда трассы во время испытания.

АК.4.8 Перечень подготовительных мероприятий должен включать работы, которые должны быть выполнены перед началом испытания.

АК.4.8.1 На источнике тепловой энергии:

- разработка схемы включения оборудования при испытании и режимов его работы; проверка готовности оборудования к работе по намеченной схеме;

- проверка состояния дренажного трубопровода (дренажный трубопровод должен быть выполнен из труб диаметром 100 мм с задвижкой, расположенной в удобном для обслуживания месте) и автоматического дренажного клапана (если таковой имеется);

- проверка состояния автоматических устройств и запорной арматуры на теплофикационном оборудовании;

- установка и проверка средств измерений, предусмотренных программой.

АК.4.8.2 В тепловой сети и системах теплопотребления:

- осмотр тепловой сети, проверка состояния сальниковых, сильфонных и других компенсаторов, фланцевых соединений, опор и других элементов, а также оборудования насосных станций;

неисправности, для ликвидации которых не требуется отключения теплопровода (негерметичность сальниковых, фланцевых соединений и т.п.), должны быть устранены до начала испытания;

- проверка значений коэффициентов подмешивания элеваторных присоединений отопительных систем и замена сопл элеваторов в системах, где значения коэффициентов подмешивания меньше расчетных и где возможно попадание в отопительную систему воды с температурой свыше 100°С;

при невозможности замены сопл элеваторов такие отопительные системы должны быть отключены;

- организация предусмотренных программой пунктов наблюдения на тепловых вводах систем теплопотребления для контроля за режимом испытания;

- установка средств измерений в пунктах наблюдения, обеспечение их освещенности;

- установка ФМП в предусмотренных программой местах в тепловых камерах на сальниковых компенсаторах;
- отключение предусмотренных программой систем теплопотребления.

АК.4.9 Пункты наблюдения должны организовываться на тепловых вводах систем теплопотребления, расположенных на концевых участках тепловой сети, а также на нескольких тепловых вводах по длине тепловой сети на различном удалении от источника тепловой энергии.

Запись показаний приборов в пунктах наблюдения при испытании должна производиться персоналом ОЭТС или персоналом потребителей тепловой энергии.

АК.4.10 Проверка компенсирующей способности участков тепловой сети с помощью ФМП должна производиться выборочно на сальниковых компенсаторах в тех местах, где при эксплуатации наблюдались недостаточные (по оценке эксплуатационного персонала) значения перемещения стаканов сальниковых компенсаторов, а также в местах, где производилась перекладка теплопроводов, замена сальниковых компенсаторов и неподвижных опор, наблюдалась просадка теплопроводов и т.п.

Фиксаторы максимального перемещения, установленные на сальниковых компенсаторах, должны быть настроены непосредственно перед началом испытания при температуре воды в подающем трубопроводе тепловой сети от 70 до 80°С.

АК.4.11 Отключение предусмотренных программой систем теплопотребления должно производиться первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающих и обратных трубопроводах в тепловых пунктах. В случае неплотности этих задвижек должно быть произведено дополнительное отключение задвижками, расположенными в тепловых камерах на ответвлениях к тепловым пунктам.

АК.4.12 На время испытания в наиболее опасных местах на трассе тепловой сети (на участках бесканальной прокладки, на участках, где возможны размывы грунта при повреждениях, в местах скопления людей и т.п.) должны быть расставлены дежурные из числа персонала ОЭТС для своевременного обнаружения мест парения, появления на поверхности горячей воды и т.п., что позволяет оперативно выявить места возможных повреждений тепловой сети и принять меры по обеспечению безопасности.

На тепловых пунктах систем теплопотребления, находящихся во время испытания в работе, должно быть организовано дежурство обслуживающего персонала потребителей. Особое внимание следует уделять системам теплопотребления с насосным подмешиванием, где должны быть приняты меры, обеспечивающие бесперебойную работу насосов во время испытания.

АК.4.13 Персонал, участвующий в испытании, должен быть ознакомлен с рабочей программой испытания, с возлагаемыми на него обязанностями и требованиями правил техники безопасности.

Персонал на тепловых пунктах систем теплопотребления, на трассе тепловой сети и источнике тепловой энергии должен быть обеспечен средствами связи для

оперативного сообщения руководителю испытания о значениях измеряемых параметров и возникающих неполадках.

Для объезда трассы тепловой сети на время испытания персоналу должен быть выделен необходимый автотранспорт.

АК.4.14 Потребители тепловой энергии должны быть оповещены о намечаемом испытании через ответственных уполномоченных под расписку не позднее чем за 48 ч до начала испытания. Потребители, системы теплопотребления которых на период испытания подлежат отключению, должны быть уведомлены о продолжительности отключения.

АК.4.15 До начала испытания должно быть проверено выполнение мероприятий по технике безопасности.

АК.5 Порядок проведения испытания

АК.5.1 Началу испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя должен предшествовать прогрев тепловой сети при температуре воды в подающем трубопроводе 100°С. Продолжительность прогрева определяется исходя из местных условий.

АК.5.2 Перед началом испытания производится расстановка персонала в пунктах наблюдения и по трассе тепловой сети.

АК.5.3 В предусмотренный программой срок на источнике тепловой энергии начинают постепенное повышение температуры воды до установленного максимального значения при строгом контроле за давлением в обратном коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии и величиной подпитки (дренажа).

Заданная максимальная температура теплоносителя поддерживается постоянной в течение установленного программой времени (не менее 2 ч), а затем плавно снижается до пределов от 70 до 80°С.

АК.5.4 Скорость повышения и понижения температуры воды в подающем трубопроводе должна выбираться такой, чтобы в течение всего периода испытания соблюдалось заданное давление в обратном коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии. Поддержание давления в обратном коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии при повышении температуры первоначально должно проводиться путем регулирования величины подпитки, а после полного прекращения подпитки в связи с увеличением объема сетевой воды при нагреве – путем дренирования воды из обратного коллектора.

АК.5.5 Для создания возможного автоматического регулирования давления в обратном коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии в период дренирования воды (при неавтоматизированном дренаже) допускается превышение расхода дренируемой воды по сравнению с необходимым до значения, при котором вступает в работу регулятор подпитки. Расход дренируемой воды при этом должен устанавливаться возможно меньшим.

АК.5.6 С момента начала прогрева тепловой сети и до окончания испытания во всех пунктах наблюдения должны непрерывно (с интервалом от 10 до 15 мин) вестись измерения температур и давлений сетевой воды с записью в журналы.

АК.5.7 На тепловых пунктах с насосным подмешиванием наблюдение за температурой воды, поступающей в отопительную систему, должно вестись

непрерывно. При останове подмешивающих насосов система отопления должна быть немедленно отключена.

АК.5.8 Руководитель испытания по данным, поступающим из пунктов наблюдения, должен следить за повышением температуры сетевой воды на источнике тепловой энергии и в тепловой сети и прохождением температурной волны по участкам тепловой сети.

АК.5.9 Для своевременного выявления повреждений, которые могут возникнуть в тепловой сети при испытании, особое внимание должно уделяться режимам подпитки и дренирования, которые связаны с увеличением объема сетевой воды при ее нагреве. Поскольку расходы подпиточной и дренируемой воды в процессе испытания значительно изменяются, это затрудняет определение по ним момента появления неплотностей в тепловой сети. Поэтому в период неустановившегося режима необходимо анализировать причины каждого резкого увеличения расхода подпиточной воды и уменьшения расхода дренируемой воды.

АК.5.10 Нарушение плотности тепловой сети при испытании может быть выявлено с наибольшей достоверностью в период установившейся максимальной температуры сетевой воды. Резкое отклонение величины подпитки от начальной в этот период свидетельствует о появлении неплотности в тепловой сети и необходимости принятия срочных мер по ликвидации повреждения.

АК.5.11 Специально выделенный персонал во время испытания должен объезжать и осматривать трассу тепловой сети (без спуска в тепловые камеры и тоннели) и о выявленных повреждениях (появление парения, воды на трассе сети и др.) немедленно сообщать руководителю испытания. При обнаружении повреждений, которые могут привести к серьезным последствиям, испытание должно быть приостановлено до устранения этих повреждений.

АК.5.12 Системы теплопотребления, температура воды в которых при испытании превысила допустимые значения: расчетную температуру воды для систем отопления (для большинства систем она составляет 95°С); 75°С для систем горячего водоснабжения, должны быть немедленно отключены.

АК.5.13 Измерения температуры и давления воды в пунктах наблюдения заканчиваются после прохождения в данном месте температурной волны и понижения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе до 100°С.

Испытание считается законченным после понижения температуры воды в подающем трубопроводе тепловой сети до пределов от 70 до 80°С.

АК.6 Выявление дефектов, обработка и оценка результатов испытаний

АК.6.1 По окончании испытания должен быть произведен тщательный осмотр испытанной тепловой сети, включающий:

- выявление мест неплотностей трубопроводов, их элементов, сварных соединений;
- проверку состояния компенсаторов в тепловой сети (целостность и плотность конструкций и сварных соединений, герметичность уплотнений сальниковых компенсаторов, наличие на поверхности стаканов компенсаторов следов теплового перемещения трубопроводов (что указывает на функционирование компенсаторов);

- проверку состояния неподвижных и подвижных опор, расположенных в доступных для осмотра местах (выявление мест смещения опор, наличия поврежденных элементов);

- проверку состояния запорной арматуры (целостность арматуры, плотность фланцевых соединений и сальниковых уплотнений);

- проведение измерений величин фактических максимальных перемещений стаканов сальниковых компенсаторов по смещению фиксирующих шайб в местах установки ФМП.

АК.6.2 Для сальниковых компенсаторов, на которых устанавливались ФМП, производится сопоставление значений фактических и теоретических перемещений стаканов компенсаторов.

Величина теоретического перемещения стакана сальникового компенсатора (концевого сечения трубопровода компенсируемого участка) для стального трубопровода, свободно проложенного в канале, туннеле или надземно, в миллиметрах, определяют по формуле:

$$\Delta l = \alpha \cdot \Delta t \cdot l, \qquad \text{(АК.2)}$$

где α – коэффициент термического линейного удлинения трубы [для углеродистой стали $\alpha = 1{,}2 \cdot 10^{-2}$мм/(м ·°С)];

Δt – разность между максимальной и начальной температурами сетевой воды при испытании, °С;

l – длина участка от неподвижной опоры до концевого сечения трубопровода (до стакана компенсатора), м.

Величина Δl может быть определена также по номограмме, приведенной на рисунке 4.

АК.6.3 Величину теоретического перемещения стаканов сальниковых компенсаторов для стальных трубопроводов, проложенных бесканально, можно принимать по проектным данным на расчет трубопровода.

АК.6.4 Значение фактического максимального перемещения стаканов сальниковых компенсаторов должно составлять не менее 75 % теоретического значения. Меньшее значение свидетельствует о неудовлетворительной компенсирующей способности трубопроводов и оборудования компенсируемого участка тепловой сети и необходимости выявления причин «недокомпенсации».

Причинами «недокомпенсации» могут быть: просадка теплопровода, вызывающая перекос сальникового компенсатора, смещение неподвижной опоры, чрезмерное уплотнение сальниковой набивки компенсатора и т.п.

АК.6.5 После проведения испытания должен быть составлен акт, содержащий:

АК.6.5.1 краткие данные по режиму испытания:

- максимальные значения температуры сетевой воды в подающем и обратном коллекторах, достигнутые при испытании на источнике тепловой энергии;

- давление воды в подающем и обратном коллекторах сетевой воды на источнике тепловой энергии;

- расходы сетевой воды;

- максимальные значения температуры воды в подающем трубопроводе, достигнутые в конечных точках тепловой сети;
- продолжительность поддержания максимальной температуры воды в подающем трубопроводе тепловой сети;
- время пробега «температурной волны» до наиболее удаленных потребителей;

АК.6.5.2 перечень выявленных по результатам осмотра дефектов и предполагаемые причины их возникновения;

АК.6.5.3 перечень мероприятий по устранению выявленных дефектов.

Если в процессе испытания наблюдались затруднения с подъемом температуры сетевой воды в подающем трубопроводе тепловой сети до заданного значения, имели место большие величины падения температуры по длине сети или возникали другие трудности, мешавшие обеспечению заданных программой режимов испытания, все они должны быть отражены в акте. Рекомендуемая форма акта приведена в приложении АК.

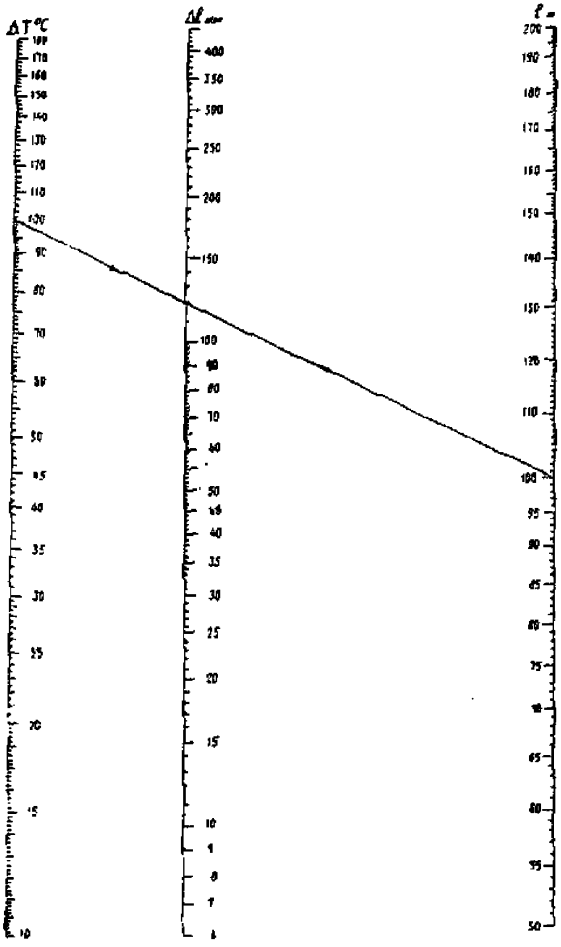


Рисунок АК.4 – Номограмма для определения теоретического перемещения концевого сечения компенсируемого участка свободно проложенного стального трубопровода (в канале, туннеле, надземно).

Ключ $\Delta T \rightarrow \Delta l \leftarrow l$

АК.6.6 По окончании испытания эксплуатационный персонал потребителей тепловой энергии должен произвести осмотр оборудования тепловых пунктов и систем теплопотребления, находившихся во время испытания в работе.

АК.7 Меры безопасности при проведении испытания и подготовительных работ

АК.7.1 При проведении испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя (подготовительные работы, собственно испытание, устране-

ние дефектов) должны соблюдаться требования охраны труда (правила безопасности) при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей по СТО 7023842.27.010.006-2009.

АК.7.2 При испытании тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя персоналу запрещается находиться в тепловых камерах и туннелях.

АК.7.3 Во время испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя персоналу запрещается производить на тепловой сети и присоединенных к ней системах теплопотребления какие-либо работы, не связанные с испытанием. В период испытания на трассе тепловой сети не должны находиться строители.

АК.7.4 Для своевременного выявления мест повреждения и обеспечения безопасности для окружающих на время испытания на всей трассе тепловой сети должны быть расставлены дежурные. Места расположения дежурных определяются руководителем испытания исходя из местных условий. Для этой цели должен выделяться эксплуатационный персонал ОЭТС, а также может быть использован эксплуатационный персонал потребителей тепловой энергии и персонал соответствующих служб промышленных предприятий. Привлекаемый персонал потребителей тепловой энергии и служб промышленных предприятий должен пройти соответствующий инструктаж под расписку в журнале.

АК.7.5 Особое внимание следует уделять участкам тепловой сети вблизи мест движения пешеходов и транспорта, участкам, где трубопроводы тепловой сети проложены бесканально, участкам, где ранее наблюдались коррозионные разрушения трубопроводов.

При обнаружении в каком-либо месте тепловой сети признаков утечки теплоносителя (парение, появление горячей воды, образование промоин) необходимо немедленно принять меры по ограждению и локализации поврежденного участка и, одновременно, оповестить о случившемся руководителя испытаний; организовать на этом участке непрерывное дежурство персонала вплоть до ликвидации повреждения или устранения опасности для людей и транспорта.

АК.7.6 До начала испытания необходимо подготовить и проверить средства связи для обеспечения бесперебойной связи руководителя испытания с дежурным персоналом на тепловой сети, источнике тепловой энергии и наблюдателями на тепловых пунктах систем теплопотребления.

Приложение АК.1
(рекомендуемая)
Форма акта испытаний водяной тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя

АКТ № ____
испытаний водяной тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя

Организация, эксплуатирующая тепловые сети (ОЭТС _____

Район ОЭТС_____источник тепловой энергии_____

Мы, нижеподписавшиеся, _____

технический руководитель ОЭТС, должность, ф.и.о.

начальник района ОЭТС _____

ф.и.о.

руководитель испытаний, назначенный Приказом от _____, № _____

должность, ф.и.о.

составили настоящий Акт о том, что на тепловой сети (магистрали № _____) от _____источник тепловой энергии было проведено испытание на максимальную температуру теплоносителя.

АК.1.1 Режим испытания

а) температура сетевой воды:

- максимальная температура сетевой воды в подающем трубопроводе на выводе от источника тепловой энергии, достигнутая при испытании, ____°С;
- максимальная температура сетевой воды в обратном коллекторе на источнике тепловой энергии, ____°С;
- максимальная температура сетевой воды в подающем трубопроводе в конечных точках тепловой сети (на тепловых пунктах наиболее удаленных систем теплопотребления), _°С;

б) давление сетевой воды:

- в подающем коллекторе на источнике тепловой энергии _____ МПа (кгс/см^2);
- в обратном коллекторе на источнике тепловой энергии _____ МПа (кгс/см^2);

в) расход сетевой воды в подающем трубопроводе на выводе от источника тепловой энергии _____ м^3/ч;

г) расход подпиточной воды (макс.) _____ м^3/ч;

д) продолжительность полдержания максимальной температуры сетевой воды на источнике тепловой энергии _____ ч;

Е) время пробега «температурной волны» до наиболее удаленных потребителей _____ ч.

АК.1.2 Перечень потребителей тепловой энергии, которые отключались на период испытания:

_____

АК.1.3 Перечень повреждений (дефектов), имевших место при испытании и выявленных при окончательном осмотре сети, и предполагаемые причины их возникновения:

_____

АК.1.4 Мероприятия, проведенные для устранения выявленных повреждений (дефектов):

_____

АК.1.5 Перечень затруднений и неполадок, имевших место при создании и поддержании режимов испытания; меры, принятые для их устранения:

_____

Подписи:
Технический руководитель ОЭТС _____
Начальник района ОЭТС _____
Руководитель испытаний _____

Приложение АЛ
(рекомендуемое)
Методические рекомендации по проведению приемо-сдаточных испытаний гидравлической автоматической системы регулирования в системах теплоснабжения

АЛ.1 Общие сведения

Испытаниями ГАСР завершаются наладочные работы. Испытания организуются с целью оценки качества работы и определения динамических и статических характеристик автоматических регуляторов (АР).

Настоящие Методические рекомендации предлагают способы проведения испытаний и оценки качества работы ГАСР и устанавливают предельные значения показателей качества регулирования.

В настоящих Методических рекомендациях приведены показатели качества регулирования ГАСР, требования к объему, средствам и условиям испытаний.

Гидравлические автоматические системы регулирования ТЭС и тепловых сетей представляют собой совокупность гидравлических АР, выполняющих различные технологические функции и работающих без использования посторонних источников энергии, а также устройств технологической защиты оборудования ТЭС и тепловых сетей при нарушении гидравлических режимов работы.

Объем испытаний и качество показателей, подлежащих оценке, определяются возможностями технологического оборудования и средств измерения и устанавливаются рабочей программой испытаний, которая должна разрабатываться с учетом требований настоящего стандарта и СТО 7023842.27.010.006-2009.

АЛ.2 Общие положения

АЛ.2.1 Возможные переходные процессы в замкнутой системе регулирования с пропорциональными регуляторами показаны на рисунке АЛ.1.

АЛ.2.2 Кривые 0, 1, 2 и 3 (рисунок АЛ.1) поясняют влияние на переходный процесс коэффициента усиления регулятора $K_р$.

Кривая 0 показывает переходный процесс в системе при отключенном регуляторе. При этом коэффициент усиления $K_р = 0$, а кривая 0 точно соответствует разгонной характеристике объекта при единичном ступенчатом изменении величины регулирующего воздействия.

Кривые 1 и 2 показывают различные варианты переходных процессов в системе при постепенном увеличении значения $K_р$. Процессы, показанные кривыми 1 и 2, называются апериодическими.

Кривая 3 показывает переходный процесс при дальнейшем увеличении значения $K_р$, при котором переходный процесс приобретает колебательный характер. Процесс, показанный кривой 3, называется периодическим или колебательным.

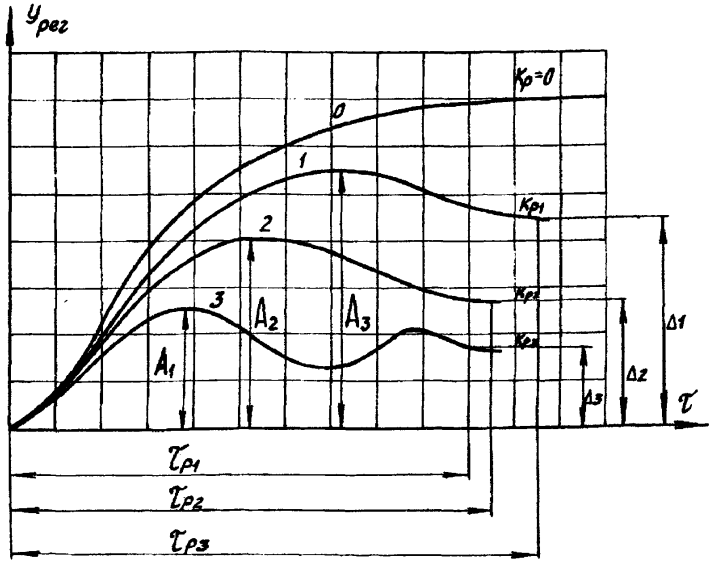


Рисунок АЛ.1 – Переходные процессы в замкнутой системе с пропорциональным регулятором при изменении коэффициента усиления регулятора

АЛ.2.3 При пропорциональном законе регулирования, который реализуют ГАСР на объектах систем теплоснабжения, перемещение регулирующего органа (РО) $X_{рег}$ пропорционально отклонению регулируемого параметра, т.е. выражается зависимостью

$$X_{рег} = K_р(Y_{рег} - Y_{зад}), \qquad (АЛ.1)$$

где $K_р$ – коэффициент усиления регулятора;

$Y_{рег}$ – текущее значение регулируемого параметра;

$Y_{зад}$ – заданное значение регулируемого параметра.

АЛ.2.4 Переходные процессы в системах централизованного теплоснабжения (СЦТ), оснащенных ГАСР, характеризуют следующие показатели:

- статическая ошибка регулирования, являющаяся отличительной чертой пропорциональных регуляторов (см. рисунок АЛ.1) и возникающая в процессе работы регулятора как разница между заданным значением регулируемого параметра $Y_{зад}$ и тем значением регулируемого параметра, которое наблюдается в ГАСР по окончании переходного процесса;

- динамическая ошибка A (рисунок АЛ.2), определяемая как максимальное отклонение регулируемого параметра от заданного значения, наблюдаемое при переходном процессе. При апериодических процессах регулирования имеет место только один максимум и одно значение динамической ошибки A_1. При колебательных переходных процессах наблюдаются несколько максимумов и значений динамической ошибки: A_1, A_2, A_3 и т.д. В системах с пропорциональными регуля-

торами благодаря их безынерционности обеспечивается незначительное отклонение значения регулируемого параметра в начале переходного процесса;

- степень затухания переходного процесса ψ, определяемая как отношение разницы между первым (A_1) и вторым (A_3) максимумами к первому максимуму A_1 (см. рисунок АЛ.2).

Для различных колебательных процессов, имеющих место в ГАСР, значение $K_р$ находится в пределах от единицы до нуля.

На границе устойчивости, когда регулируемый параметр приобретает устойчивый колебательный характер, $\psi = 0$.

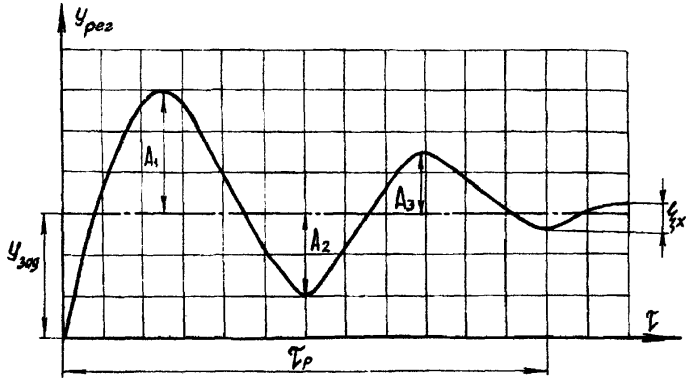
АЛ.3 Перечень показателей работы ГАСР и их определение

АЛ.3.1 Определение показателей работы ГАСР и переходного процесса

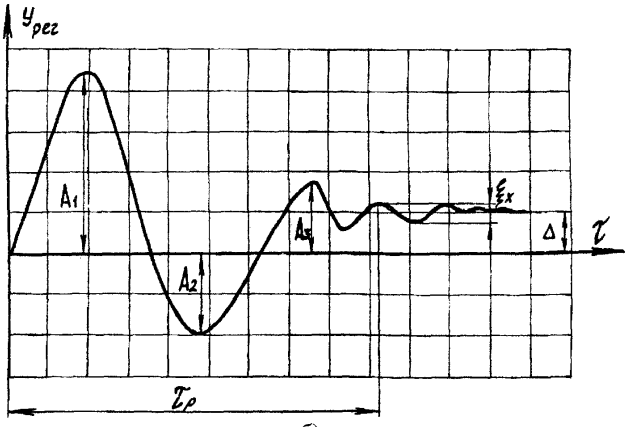
АЛ.3.1.1 Степень затухания переходного процесса ψ (см. рисунок АЛ.1) определяют по формуле:

$$\psi = \frac{A_1 - A_3}{A_1}, \qquad (АЛ.2)$$

где A_1 – значение динамической ошибки (первый максимум отклонения регулируемого параметра при единичном ступенчатом возмущении);



а)



б)

а) – при управляющем воздействии (задатчиком); *б)* – при возмущающем воздействии (воздействии РО); ξ_x – зона нечувствительности регулятора

Рисунок АЛ.2 – Колебательный переходный процесс h (*t*)

A_2 и A_3 – второй и третий максимумы отклонения регулируемого параметра, наблюдающиеся в процессе регулирования.

АЛ.3.1.2 Величина перерегулирования φ определяется отношением двух соседних максимумов (см. рисунок АЛ 2):

$$\varphi = \frac{A_2}{A_1} \cdot 100\% \qquad \text{(АЛ.3)}$$

АЛ.3.1.3 Статическая ошибка регулирования Δ определяется как отклонение значения регулируемого параметра от его заданного значения после окончания переходного процесса (см. рисунок АЛ 1).

АЛ.3.1.4 Время регулирования, длительность переходного процесса $\tau_р$ – в секундах (см. рисунок 1).

АЛ.3.1.5 Число максимумов A_1, A_2, и A_3 переходной характеристики за время регулирования – $N_р$ (см. рисунок АЛ.2).

Примечание – Значения ψ, φ, Δ и $\tau_р$ зависят от наличия в ГАСР дополнительного усилителя и его пропускной способности.

АЛ.3.2 Определение показателей регуляторов (*Р*) и регулирующих приборов (РП)

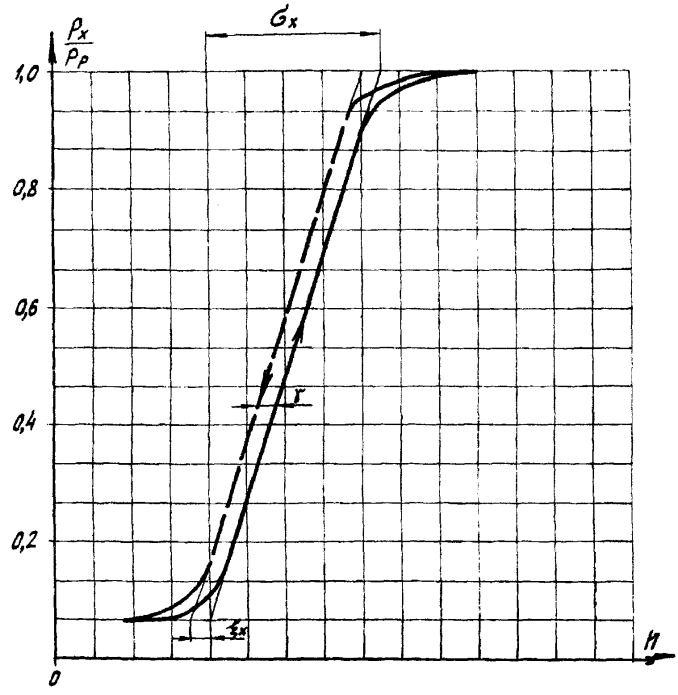
АЛ.3.2.1 Диапазон настройки – совокупность значений регулируемого параметра $У_{рег}$, на которые регулятор может быть настроен с помощью задатчика РП.

АЛ.3.2.2 Зона нечувствительности регулятора ξ выражается в процентах и определяется как разность значений регулируемого параметра, необходимая для изменения направления движения РО на противоположное, отнесенная к значению верхнего предела настройки РП, по формуле:

$$\xi = \frac{\xi_x}{h_{max}} 100\%, \qquad \text{(АЛ.4)}$$

где ξ_x – абсолютное значение зоны нечувствительности (рисунок АЛ.3) регулятора;

h_{max} – верхний предел настройки РП (определяют по паспорту на РП).



ξ_x – абсолютное значение зоны нечувствительности;

σ_x - абсолютное значение зоны пропорциональности;

γ – ширина петли гистерезиса

Рисунок АЛ.3 – График – $\frac{P_x}{P_p}$=f(h)

АЛ.3.2.3 Зона пропорциональности регулятора σ выражается в процентах и определяется как значение изменения регулируемого параметра, необходимое для перестановки РО на значение номинального хода РО, отнесенное к верхнему пределу настройки РП, по формуле:

$$\sigma = \frac{\sigma_x}{h_{max}} \cdot 100\%, \qquad (АЛ.5)$$

где σ_x – абсолютное значение зоны пропорциональности регулятора (см. рисунок АЛ.3);

h_{max} – верхний предел настройки РП (определяют по паспорту на РП).

АЛ.3.2.4 Коэффициент усиления гидравлического регулятора K_p определяется как отношение расхода рабочей среды на выходе из регулятора к расходу рабочей среды на входе в регулятор:

$$K_{\text{р}} = \frac{G_{\text{вых}}}{G_{\text{вх}}}, \qquad \text{(АЛ.6)}$$

где $G_{\text{вых}}$ – значение расхода рабочей среды на выходе из регулятора;

$G_{\text{вх}}$ – значение расхода рабочей среды на входе в регулятор.

АЛ.3.2.5 Ширина петли гистерезиса γ определяют по графику (см. рисунок АЛ.3).

АЛ.3.3 Определение показателей исполнительного устройства

АЛ.3.3.1 Условная пропускная способность РО исполнительного устройства (ИУ) K_{vy} – расход регулируемой среды (т/ч) с плотностью, равной 1 г/см^3, при перепаде давлений на РО 1 кгс/см^2. Условная пропускная способность РО соответствует условной пропускной способности регулирующих клапанов, для которых она является паспортным значением.

Соответствие K_{vy} РО расходу среды в тепловой сети при работе на жидких средах без фазового перехода, т.е. без вскипания при дросселировании, проверяется методом расчета максимальной пропускной способности $K_{\text{v}max}$

$$K_{\text{v}max} = \frac{G_{max}}{1000\sqrt{\Delta p_{min}\rho}}, \qquad \text{(АЛ .7)}$$

где G_{max} – максимальный расход регулируемой среды в тепловой сети, т/ч;

Δp_{min} – располагаемый перепад давлений на РО (клапане в целом), кгс/см^2;

ρ – плотность среды, г/см^3.

Соответствие РО ИУ (клапана) проверяется по формуле:

$$K_{\text{vy}} > nK_{\text{v}max}, \qquad \text{(АЛ .8)}$$

где n – коэффициент запаса, принимаемый не менее 1, 2;

K_{vy} – условная пропускная способность клапана (принимается по паспорту на клапан).

Далее определяется значение пропускной способности с учетом вязкости жидкости $K_{\text{vв}}$ по формуле:

$$K_{\text{vв}} > \eta y K_{\text{v}max}, \qquad \text{(АЛ .9)}$$

где y – коэффициент, учитывающий влияние вязкости жидкости.

Если $K_{\text{vв}} < K_{\text{vy}}$, то проверка клапана считается законченной и клапан использован правильно.

Если $K_{\text{vв}} > K_{\text{vy}}$, то по полученному значению выбирается клапан с ближайшим большим значением K_{vy}.

АЛ.3.3.2 Клапан проверяется на возникновение фазового перехода или кавитации. Перепад давлений, при котором возможно возникновение кавитации, определяют по формуле:

$$p_{\text{кав}} = K_{\text{c}}(p_1 - p_{\text{н}}), \qquad \text{(АЛ .10)}$$

где K_{c} – коэффициент кавитации;

p_1 – абсолютное давление среды до клапана, МПа;

$p_{\text{н}}$ – абсолютное давление насыщения жидкости при расчетной температуре, МПа.

Если перепад давлений на клапане $p_{min} < p_{кав}$, то клапан использован правильно.

АЛ.3.3.3 Рабочая расходная характеристика – зависимость расхода регулируемой среды, проходящей через РО при рабочих условиях, от перемещения РО.

Рабочую расходную характеристику необходимо уточнять в случае, когда расход регулируемой среды не соответствует паспортной пропускной способности ИУ регулятора,

Исполнительное устройство (регулирующий клапан) считается выбранным правильно, если отклонение тангенса угла наклона рабочей расходной характеристики от расчетного для каждого положения затвора не превышает 30 %.

АЛ.3.3.4 Время перемещения РО исполнительным механизмом (ИМ) из одного крайнего положения в другое при незаполненном РО (холостой ход) – $T_{им}^{xx}$.

АЛ.3.4 Показатели работы ГАСР и ее элементов

Показатели качества работы ГАСР и ее элементов в системах централизованного теплоснабжения (СЦТ), которые являются критериями точности и подлежат определению при испытаниях, сведены в таблицу.

Показатель	Допустимые пределы			
	ГАСР	РП	ИУ	Р
1. Величина перерегулирования φ, %	0-20	–	–	–
2. Статическая ошибка регулирования Δ, %	5	–	–	–
3. Время регулирования (длительность переходного процесса) $\tau_р$, с	180	–	–	–
4. Число максимумов переходной характеристики за время регулирования $N_р$	3	–	–	–
5. Зона нечувствительности регулятора ξ, % верхнего предела настройки	–	0,6-2,5	–	До 4
6. Зона пропорциональности регулятора σ, % верхнего предела настройки	–	4-20	–	До 20
7. Коэффициент усиления гидравлического регулятора $K_р$	–	–	–	1-60
8. Время открытия сбросного устройства $\tau_{от}$, с	0,8-1,2	–	–	–
9. Время закрытия сбросного устройства $\tau_з$, с	10-90	–	–	–
10. Время закрытия клапана рассечки на прямой магистрали τ_{z1}, с	40	–	–	–
11. Время закрытия клапана рассечки на обратной магистрали τ_{z2}, с	43	–	–	–
12. Условная пропускная способность РО K_{vy}, м^3/ч	–	–	По паспорту	По паспорту
13. Негерметичность РО (относительная протечка) $K_{vн}$, % K_v	–	–	По паспорту	По паспорту
14. Время перемещения РО $T_{им}^{xx}$, с	–	–	По паспорту	–

АЛ.4 Средства испытаний

АЛ.4.1 Общие требования к средствам испытаний

АЛ.4.1.1 При испытаниях должны применяться стандартизированные средства измерений, метрологически обеспеченные в соответствии с ГОСТ 8.513. Тип и характеристики средств измерений следует выбирать в каждом конкретном случае в зависимости от испытуемой ГАСР, требуемой точности измерения (см. разд. АЛ.3.2), условий монтажа и установки, температуры окружающей среды.

АЛ.4.1.2 Средства измерений, используемые при испытаниях, должны пройти поверку, иметь техническую документацию и поверительные клейма, свидетельствующие о годности средств измерения, и обеспечивать требуемую точность измерений.

АЛ.4.1.3 Для измерения параметров, нормирования точности которых при испытаниях не требуется, следует использовать индикаторы. Конкретные типы используемых индикаторов указываются в рабочей программе.

АЛ.4.1.4 Для измерения основных величин при испытаниях следует применять самопишущие, индицирующие (показывающие) контрольно-измерительные приборы с аналоговой, цифровой или иной формой записи (непрерывной или с периодичностью регистрации не более 5 с).

Примечание – При испытаниях УТЗ и быстродействующих сбросных устройств следует применять приборы, обеспечивающие возможность цифровой регистрации процессов с периодичностью не более 0,01 с или с непрерывной записью процесса и последующей возможностью расшифровки данных при длительности процесса до 60 с.

АЛ.4.1.5 Объем измерений и место установки средств измерений указываются в рабочей программе испытаний.

АЛ.4.1.6 Количество, номенклатура материалов и арматуры, необходимых для монтажа соединительных электрических и трубных проводок, определяются в рабочей программе испытаний либо в заказной спецификации в зависимости от принципиальной схемы включения ГАСР, конструкции ее элементов и требуемого объема измерений.

АЛ.4.1.7 Требования к точности измерительных приборов:

- для осуществления визуального контроля распределения давления в СЦТ в исходном стационарном режиме допускается использовать измерительные приборы (манометры, измерительные системы – датчик и вторичный прибор), обеспечивающие абсолютную погрешность не более ±0,03 МПа (0,3 кгс/см^2);
- для осуществления визуального контроля расхода сетевой воды в СЦТ допускается использовать измерительные приборы, обеспечивающие относительную погрешность ±5 %;
- для измерения значений возмущающих воздействий по давлению и реакции системы на данные возмущения с автоматической регистрацией результатов измерений допускается использовать измерительные системы, обеспечивающие абсолютную погрешность измерений:

а) давления 0,02 МПа (0,2 кгс/см^2);

б) измерения времени 0,05 с.

АЛ.4.2 Требования к точности измерений

АЛ.4.2.1 Допустимая погрешность измерений исходных величин, обеспечивающая требуемую точность определяемых показателей (см. разд. АЛ.2), не должна превышать:

- температуры (воды в системе ГВС), °С ±1
- расхода (сетевой воды), % верхнего предела измерения. ±5
- давления и перепада давлений, % верхнего предела измерения ±1
- времени, с ±1

АЛ.4.2.2 Указанные в п. АЛ.4.2.1 требования к точности измерений относятся к испытаниям серийных элементов ГАСР. При проведении испытаний принципиально новых элементов ГАСР или проверке новых методов их соединения в рабочей программе должны быть оговорены дополнительные требования к средствам испытаний и их точностным характеристикам.

АЛ.5 Условия испытаний

АЛ.5.1 Испытания необходимо проводить на работоспособной ГАСР, наладка всех элементов которой выполнена в соответствии с Приложением АЖ.

АЛ.5.2 Технологический режим работы оборудования должен быть отлажен и стабилизирован в соответствии с ПТЭ.

АЛ.5.3 Зона рабочего диапазона технологического оборудования СЦТ и приборов ГАСР должна быть достаточной для обработки возмущающего воздействия, указанного в рабочей программе.

АЛ.5.4 Испытания следует проводить на минимальном и максимальном уровнях регулируемого диапазона нагрузок оборудования (например, при летнем и зимнем расходе теплоносителя в СЦТ), на которых предусмотрена работа ГАСР.

АЛ.5.5 Продолжительность и количество испытаний определяются рабочей программой.

АЛ.5.6 Параметры работы ГАСР и объекта регулирования следует контролировать по поверенным контрольно-измерительным приборам, обеспечивающим требуемую точность измерения.

АЛ.5.7 Значения технологических параметров объекта регулирования не должны превышать максимально допустимых значений, указанных в ПТЭ, а также в инструкциях завода-изготовителя оборудования и элементов ГАСР.

АЛ.5.8 Оперативный персонал до проведения испытаний ГАСР должен быть ознакомлен с утвержденной рабочей программой испытаний.

АЛ.6 Подготовка и проведение испытаний

АЛ.6.1 При проведении подготовительных работ необходимо проверить правильность установки измерительных устройств и их соединительных линий. Монтаж соединительных линий должен соответствовать требованиям, изложенным в Приложении АЖ.

АЛ.6.2 Гидравлическая автоматическая система регулирования должна испытываться при следующих условиях:

- оборудование находится в режиме, на который рассчитан испытываемый регулятор;
- испытываемый регулятор находится в работе и поддерживает заданное значение регулируемого параметра;

- регулируемый диапазон достаточен для устранения вносимых во время испытаний возмущений;

- при работе на оборудовании нескольких регуляторов, связанных между собой технологическим процессом (рассечка на гидравлически изолированные зоны), в первую очередь налаживаются и испытываются регуляторы, которые устраняют возмущения, возникающие вследствие работы других регуляторов;

- устройства защиты (сбросные устройства, регуляторы рассечки), предупреждающие возникновение аварии в случае неправильной работы испытываемого оборудования, должны быть включены.

АЛ.6.3 Настройка ГАСР должна отвечать требованиям рабочей программы.

АЛ.6.4 Перед проведением испытаний следует провести предварительное опробование ГАСР с доведением ее до работоспособного состояния:

- предварительное опробование ГАСР должно сочетаться с проверкой средств измерений, используемых при испытании;

- указанное опробование должно предусматривать внесение возмущений в установившееся состояние объекта испытаний.

АЛ.6.5 Перед началом каждого цикла испытаний объект испытаний необходимо привести в устойчивое состояние.

АЛ.6.6 Цикл испытаний считается законченным после завершения переходного процесса, т.е. до восстановления устойчивого состояния объекта испытаний.

АЛ.6.7 Испытания прекращаются, если измеряемые параметры достигают значений, выходящих за пределы, установленные программой испытаний.

АЛ.6.8 При использовании показывающих приборов, осуществляющих измерения мгновенных значений параметров объекта испытаний, в журнал регистрации параметров заносятся текущие значения указанных параметров и исходные данные, характеризующие работу испытываемого оборудования.

АЛ.7 Методика испытаний ГАСР

АЛ.7.1 Методика испытаний автоматических регуляторов (АР)

АЛ.7.1.1 Качество работы АР оценивается по соответствию зарегистрированных переходных процессов в СЦТ при внесении внешних и внутренних возмущений проектным требованиям.

Проверку качества работы АР и корректировку его настройки следует производить в следующем порядке:

1) установить в расчетное положение органы настройки АР:

- задатчик;

- дроссель $Д_1$ (при наличии гидроускорителя);

2) для включения АР в работу (на примере АР «до себя» на рисунке АЛ .4) необходимо открыть вентили $В1$, $В4$, $В5$ и $В6$, а вентили $В2$ и $В3$ закрыть.

Для отключения АР необходимо закрыть вентиль $В1$ и открыть вентили $В2$ и $В3$);

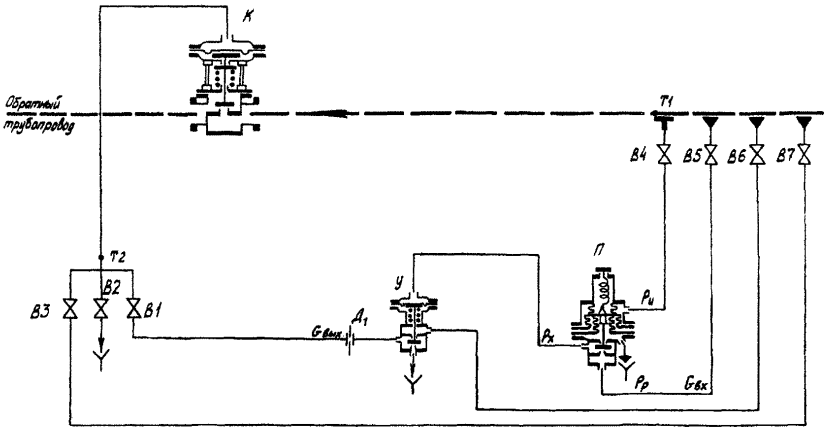
3) в течение периода от 6 до 8 мин проследить за работой АР и при нормальной его работе приступить к испытаниям, внося внутренние или внешние возмущения, предусмотренные программой испытаний;

4) подключить датчики регистратора в следующих точках (см. рисунок АЛ .4):

$T1$ – импульсное давление $p_и$, поступающее на усилительный элемент прибора П;

$T2$ – командное давление $p_х$, поступающее от АР на регулирующий клапан;

5) подготовить и включить систему автоматической регистрации параметров.



$К$ – регулирующий клапан; $У$ – усилительный элемент (клапан ИК-25);
$П$ – регулирующий прибор; $В1$-$В7$ – вентили для ручного управления;
$Д_1$ – дроссель на линии командного давления

Рисунок АЛ .4 – Схема автоматического регулятора «до себя»

АЛ.7.1.2 При испытании АР при внутренних возмущениях необходимо:

АЛ.7.1.2.1 Подобрать значение эталонного внутреннего возмущения, которое должно наноситься при любой проверке АР (после капитального ремонта, перед включением в работу в начале отопительного сезона и т.д.).

Подбор эталонного возмущения следует производить в следующем порядке:

1) отключить АР (на время нанесения возмущения);

2) нанести возмущение, переместив РО в сторону «больше» («меньше») на 10-15 % значения хода штока, ориентируясь на шкалу стрелки-указателя;

3) включить АР, определить значение отклонения регулируемого параметра и проанализировать переходный процесс. Если полученное отклонение регулируемой величины соизмеримо с амплитудой ее пульсации и переходный процесс просматривается плохо, следует увеличить возмущение от 1,2 до 2,0 раз;

4) отключить АР, нанести скорректированное возмущение, вновь включить АР. Если во время переходного процесса регулируемая величина изменяется в допустимых пределах и это изменение четко просматривается, можно считать, что внутреннее эталонное возмущение подобрано.

АЛ.7.1.2.2 Внутреннее эталонное возмущение нанести в следующем порядке:

1) подготовить и включить систему автоматической регистрации или начать запись значений параметров (регулирующего воздействия и регулируемой величины) вручную. В некоторых случаях можно воспользоваться записью эксплуатационных самопишущих приборов;

2) записать значение регулируемых параметров за 1-3 мин до нанесения возмущения и записывать эти значения до окончания переходного процесса через каждые 10-30 с. Эти интервалы подбираются в зависимости от длительности переходного процесса;

3) нанести внутреннее эталонное возмущение (отключить АР, закрыв вентиль *В*1; нанести возмущение, открыв вентиль *В*2 или *В*3; включить АР, закрыв вентиль *В*2 или *В*3 и открыв вентиль *В*1).

АЛ.7.1.2.3 Обработать полученные графики переходного процесса (см. рисунки АЛ.1 и АЛ.2) и определить:

- максимальное отклонение регулируемого параметра $A1$;
- время переходного процесса $\tau_р$;
- степень затухания $\psi = \frac{A_1 - A_3}{A_1}$.

АЛ.7.1.2.4 Соблюдать при оптимальной настройке АР следующие параметры переходного процесса при внутренних и внешних возмущениях:

- максимальное отклонение значения регулируемой величины A_1 не должно выходить за допустимые пределы;
- степень затухания ψ должна быть в пределах от 0,90 до 0,95;
- переходный процесс не должен быть затянут по времени $\tau_р$.

АЛ.7.1.3 При корректировке настройки АР руководствоваться следующим:

- Если во время опыта степень затухания процесса больше 0,9, а переходный процесс носит ярко выраженный колебательный характер, следует уменьшить коэффициент усиления АР (уменьшить диаметр дросселя $Д_1$ методом подбора);
- Если переходный процесс имеет вид апериодического переходного процесса и затянут по времени, т.е. более длителен, чем требуется для испытываемой системы, следует увеличить коэффициент усиления (увеличить диаметр дросселя $Д_1$ методом подбора);
- корректировку производить при подаче внутренних эталонных возмущений в сторону «больше» и «меньше» попеременно.

Испытания проводить до получения удовлетворительного переходного процесса.

АЛ.7.1.3.1 Зафиксировать:

- значение нагрузки, при которой испытывается АР;
- положение задатчика (при наличии шкалы), диаметр дросселя $Д_1$;
- значение эталонного внутреннего возмущения;
- параметры оптимального переходного процесса при эталонном внутреннем возмущении: A_1, ψ и $\tau_р$.

АЛ.7.1.4 При испытании АР при внешних возмущениях необходимо:

АЛ.7.1.4.1 Подобрать значение эталонного возмущения, которым обычно является скачкообразное изменение задания регулятору.

Перед испытаниями задатчик АР должен быть отградуирован в единицах регулируемого параметра (для РД-3М один оборот настроечного винта равен *х* МПа) в лаборатории на стенде.

Для выбора значения эталонного возмущения следует подобрать число делений или число оборотов маховика задатчика, соответствующее изменению регулируемого параметра, равному удвоенной зоне нечувствительности регулятора (для регулятора РД-3М с пределом настройки от 0,6 до 1,6 МПа зона нечувствительности составляет 2,5 % верхнего предела настройки, следовательно, значение возмущения составит 0,08 МПа).

Пример: Подобрать значение эталонного внешнего возмущения для регулятора давления «до себя» с РД-3М в схеме рис. АЛ.4.

Значение эталонного возмущения для регулирующего прибора РД-3М составит $p = \pm 0{,}04$ МПа; повернуть на работающем приборе РД-3М как можно быстрее маховик задатчика на подобранное значение.

Пример: Регулятор (рисунок АЛ .5) настроен на 0,6 МПа. Внести возмущение в сторону «меньше». Повернуть маховик задатчика против часовой стрелки на определенное число оборотов (задатчик отградуирован при лабораторной проверке). После окончания переходного процесса регулируемая величина должна принять новое значение p=0,6–0,04=0,56 МПа, и колебаться в пределах зоны нечувствительности.

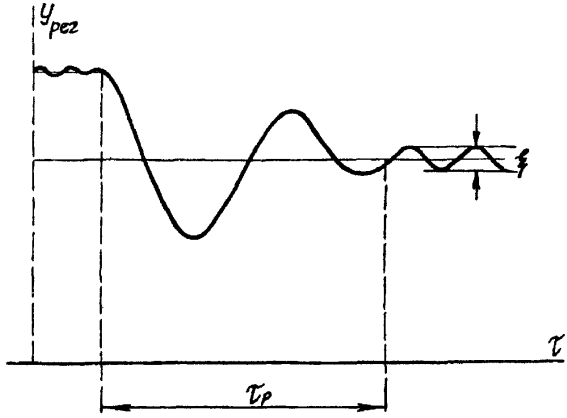


Рисунок АЛ.5 – График переходного процесса при нанесении возмущения задатчиком

АЛ.7.1.4.2 Проследить за переходным процессом.

Если максимальное отклонение (выбег) значения регулируемой величины мало и переходный процесс виден нечетко из-за пульсаций или малого изменения регулируемой величины, увеличить возмущающее воздействие задатчика от 2 до 3 раз с учетом того, чтобы регулируемый параметр во время переходного процесса не достигал предельно допустимого значения для данной системы.

АЛ.7.1.4.3 Повторить опыт с нанесением скорректированного внешнего возмущения. Если переходный процесс вырисовывается четко и характеризуется достаточным изменением регулируемой величины, данное возмущение может быть принято за эталонное для данного АР.

АЛ.7.1.4.4 Нанести эталонное внешнее возмущение, для чего:

- подготовить систему автоматической регистрации параметров (для записи регулируемого параметра и регулирующего воздействия).

При отсутствии такой системы можно воспользоваться штатными самопишущими приборами или вести запись вручную;

- начать регистрацию параметров от 1,5 до 3 мин до нанесения возмущения;
- нанести регулятору эталонное возмущение в сторону «больше». Проследить за переходным процессом по приборам автоматической регистрации;
- определить параметры A_1, ψ и $\tau_р$ (см. рисунок АЛ .5) по графикам полученного переходного процесса. В случае необходимости внести корректировку в настройку АР и повторить опыт с возмущением в сторону «меньше». Снова определить параметры A_1, ψ и $\tau_р$;
- зафиксировать следующие данные:

а) нагрузку, при которой проводились испытания (под нагрузкой понимается для СЦТ расход среды в системе);

б) значение эталонного внешнего возмущения в единицах регулируемого параметра;

в) значения параметров оптимального переходного процесса при эталонном внешнем возмущении A_1, ψ и $\tau_р$.

АЛ.7.2 Методика испытаний устройств технологической зашиты (УТЗ)

АЛ.7.2.1 Методика испытаний УТЗ при аварийном повышении давления, установленных на обратных магистралях СЦТ

АЛ.7.2.1.1 Работа УТЗ характеризуется следующими параметрами:

- давлением (уставкой) срабатывания $p_с$;
- временем открытия затвора $\tau_{от}$;
- длительностью закрытия затвора $\tau_з$.

АЛ.7.2.1.2 Определение параметров (уставок) работы УТЗ производится на основании гидродинамического расчета и корректируется после анализа результатов гидродинамических испытаний в СЦТ.

АЛ.7.2.1.3 Принципиальная схема автоматического управления УТЗ (МСУ-300) при повышении давления в обратных магистралях СЦТ показана на рисунке АЛ.6.

АЛ.7.2.1.4 Проверку качества работы УТЗ и схемы управления, а также корректировку настройки следует производить в следующем порядке:

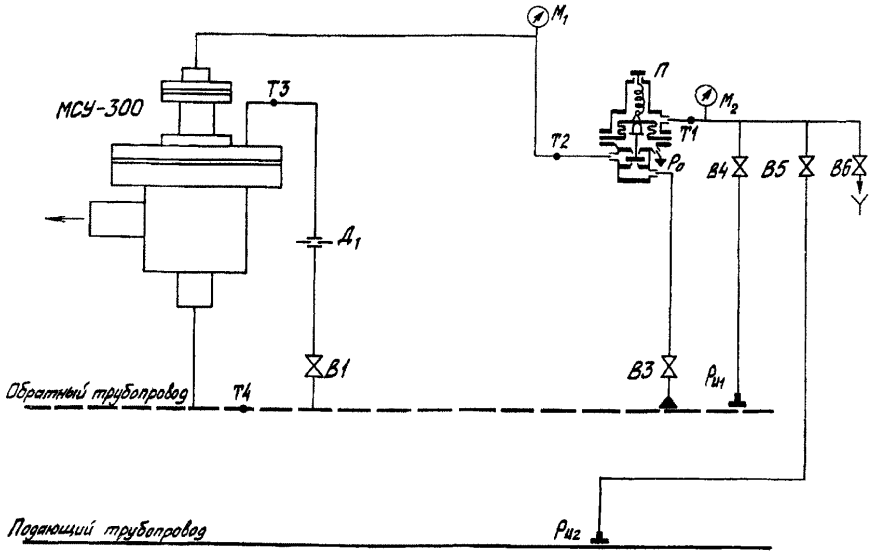
- установить в расчетное положение органы настройки: настроечный элемент (задатчик) АР, дроссель $Д_1$;
- включить в работу УТЗ (вентили $В1$, $В3$ и $В4$ открыть, а вентили $В5$ и $В6$ закрыть);
- проконтролировать в течение периода от 5 до 10 мин работу УТЗ.

Критерием нормальной работы УТЗ является наличие давления в импульсных линиях, одинаковое давление на манометрах $М_1$ и $М_2$ отсутствие протечки через дренажный клапан УТЗ при давлении $p_{н1}$, несколько меньшем (от 10 до 15 %) настройки давления срабатывания (уставки), на которое настроено УТЗ.

АЛ.7.2.1.5 Проверка качества работы УТЗ осуществляется методом внесения возмущения с одновременной фиксацией параметров системы регистратором.

При проверке следует придерживаться такой последовательности операций:

1) подключить датчики регистратора в следующих точках (см. рисунок АЛ .6):



$T1$ – импульсное давление $p_{и1}$ $p_{и1}$, поступающее на усилительный элемент прибора $П$;

$T2$ – командное давление p_x p_x, поступающее от П на дренажный клапан;

$T3$ – давление в гидроприводе УТЗ;

$T4$ – давление в защищаемом обратном трубопроводе;

Рисунок АЛ .6 – Схема автоматического управления устройством защиты (МСУ-300)

2) подготовить и включить систему автоматической регистрации параметров;

3) включить систему автоматического управления УТЗ в работу для регистрации процессов открытия и закрытия УТЗ;

4) записать параметры системы до нанесения возмущения;

5) внести возмущение в систему, для чего:

- закрыть вентиль $B4$;
- приоткрыть вентиль $B6$;
- постепенно открывая вентиль $B5$, увеличить давление, поступающее на чувствительный элемент $П$ до уставки срабатывания;

6) закрыть УТЗ, для чего:

- открыть вентиль $B6$;
- закрыть вентиль $B5$;
- открыть вентиль $B4$;

7) прекратить регистрацию параметров системы через 1 мин после закрытия УТЗ.

АЛ.7.2.1.6 Обработка результатов испытаний производится следующим образом (образец графика переходных процессов, имеющих место при проведении испытаний УТЗ, показан на рисунке АЛ 7):

- отрезок $\tau_0\tau_1$ – время предварительной регистрации параметров;

- в момент τ_1 в систему вносится возмущение, т.е. начинается повышение давления $p_и$;

- в момент τ_2 давление $p_и$ достигает значения уставки срабатывания, что видно по резкому уменьшению давления $p_х$;

- линия $p_г$ показывает уменьшение давления в гидроприводе УТЗ от исходного $p_г = p_{об}$ до остаточного $p_{ост}$, время $\tau_{от}$ соответствует времени открытия затвора УТЗ;

- линия $p_{об}$ показывает процесс понижения давления в защищаемом трубопроводе;

- в момент τ_4 давление $p_и$ начинает понижаться и в момент τ_5 достигает значения уставки срабатывания. С этого момента начинается закрытие затвора УТЗ; время τ_3 соответствует времени закрытия затвора УТЗ.

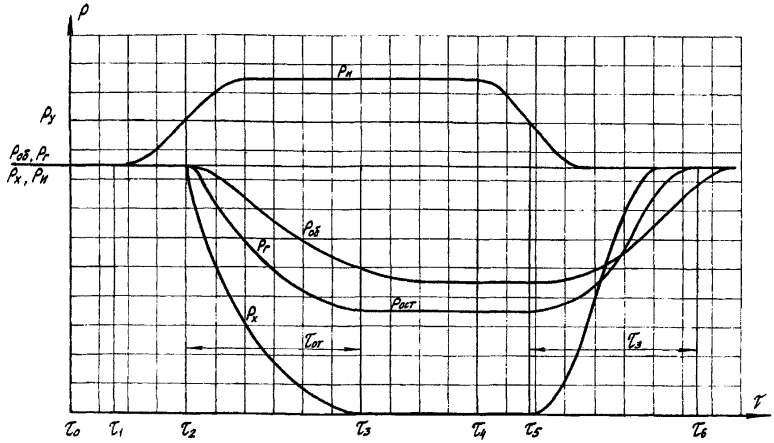


Рисунок АЛ.7- График переходного процесса при испытаниях устройства защиты (МСУ-300)

АЛ.7.2.1.7 При корректировке настройки УТЗ следует руководствоваться следующим:

- при увеличении диаметра дросселя $Д_1$ время открытия затвора устройства $\tau_{от}$ увеличивается, а время закрытия $\tau_з$ уменьшается;

- при увеличении диаметра дросселя управляющего клапанка $П$ время открытия затвора $\tau_{от}$ увеличивается;

- применение варианта двухсопловой сборки клапанка $П$ уменьшает время открытия и закрытия затвора УТЗ.

АЛ.7.2.2 Методика испытаний устройства рассечки тепловой сети на гидравлически изолированные зоны в СЦТ

АЛ.7.2.2.1 Работа устройства рассечки характеризуется следующими параметрами:

- уставкой срабатывания (давлением, перепадом давлений) $p_с$ ($\Delta p_с$);

- временем закрытия клапанов устройства рассечки:

на подающем трубопроводе $\tau_{п}$;

на обратном трубопроводе $\tau_{с}$.

АЛ.7.2.2.2 Определение параметров (уставок) работы устройства рассечки тепловой сети производится на основании гидродинамического расчета и корректируется после анализа результатов гидродинамических испытаний в СЦТ.

АЛ.7.2.2.3 Принципиальная схема устройства рассечки тепловой сети на гидравлически изолированные зоны с импульсом на срабатывание устройства по перепаду давлений ($\Delta p_{с}$ $\Delta p_{с}$) на сетевых насосах показана на рисунке АЛ.8.

АЛ.7.2.2.4 Перед началом проведения испытаний следует убедиться в том, что:

- регуляторы давления «до себя», «после себя», «подпитки» включены и работают нормально;
- органы настройки устройства рассечки (задатчик регулятора *П*, дроссели $Д_1$ и $Д_2$) установлены в расчетное положение;
- клапанок *П* (устройства рассечки) собран по схеме н.о.

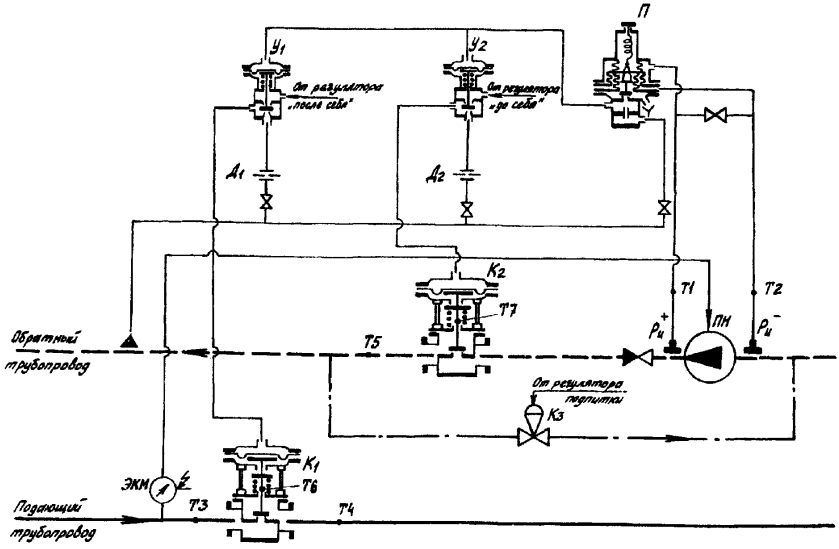


Рисунок АЛ .8 -Схема автоматического управления устройством рассечки

АЛ.7.2.2.5 Проверка качества работы устройства рассечки осуществляется путем останова перекачивающих насосов (ПН) либо по команде электроконтактного манометра (ЭКМ), либо обесточением ПН.

В зависимости от схемы автоматики импульсом на срабатывание устройства рассечки может быть либо уменьшение разности давлений ($p^{+}_{и}$ - $p^{-}_{и}$), либо уменьшение давления $p^{+}_{и}$, что наблюдается при останове ПН.

АЛ.7.2.2.6 При испытании следует придерживаться такой последовательности операций:

1) подключить датчики регистратора в следующих точках (см. рисунок АЛ.8):

- $T1$ – импульсное давление $p_{и}^{+}$;
- $T2$ – импульсное давление $p_{и}^{-}$;
- $T3$ – давление в подающем трубопроводе до клапана K_1;
- $T4$ – давление в подающем трубопроводе после клапана K_1;
- $T5$ – давление в обратном трубопроводе после клапана K_2;
- $T6$ и $T7$ – сигнал от датчика положения штоков клапанов K_1 и K_2;

2) подготовить и включить систему автоматической регистрации параметров;

3) записать параметры системы до срабатывания защиты;

4) остановить ПН, либо обесточив электродвигатели, либо по команде от ЭКМ;

5) прекратить регистрацию параметров после достижения системой статического состояния;

6) обработать полученные результаты испытаний и определить следующие параметры:

- время закрытия клапана K_1 на подающем трубопроводе;
- время закрытия клапана K_2 на обратном трубопроводе;
- уставку срабатывания защиты $p_{с}$ ($\Delta p_{с}$);
- давление в подающем трубопроводе до клапана K_1;
- давление в подающем трубопроводе после клапана K_1;
- давление в обратном трубопроводе до клапана K_2;
- давление в обратном трубопроводе после клапана K_2;
- время, в течение которого система переходит в статическое состояние.

АЛ.7.2.2.7 При корректировке настройки автоматики схемы рассечки следует руководствоваться следующим:

- Если переходный процесс имеет затянутый во времени характер, следует увеличить скорость закрытия клапанов K_1 и K_2 (увеличить диаметры дросселей $Д_1$ и $Д_2$);

- Если клапаны K_1 и K_2 закрываются слишком быстро, что может вызвать возникновение гидравлических ударов, нужно уменьшить диаметры дросселей $Д_1$ и $Д_2$;

- время закрытия клапана на подающем трубопроводе K_1 должно быть меньше времени закрытия клапана на обратном трубопроводе K_2.

АЛ.7.2.2.8 Испытания проводить до получения удовлетворительного переходного процесса.

АЛ.8 Требования безопасности

АЛ.8.1 Все программы испытаний должны составляться с учетом требований настоящего стандарта.

АЛ.8.2 Лица, участвующие в проведении испытаний, должны знать и выполнять требования, изложенные в СТО 7023842.27.010.006-2009.

Приложение АЛ.1
(справочное)
Примерная форма программы испытаний

УТВеРЖДАЮ:
Главный инженер _____
_____
(наименование организации)
_____
_____
(подпись, ф.и.о.)
«_____»_____20__ г.

Программа испытаний

_____
(наименование испытаний)

_____
(наименование оборудования, на котором установлен регулятор или защита)

АЛ.1.1 Цель испытаний

Опробование гидравлической автоматической системы регулирования (защиты).

В процессе испытаний определяются параметры настройки ГАСР, начальный пропуск, наличие люфтов и др.

АЛ.1.2 Условия проведения испытаний

Испытания проводятся на _____
(наименование оборудования)

Испытания проводятся при следующих режимах работы оборудования: ____
_____
(указать значение нагрузки или диапазона,
_____
а также оборудование, находящееся в работе).

АЛ.1.3 Порядок проведения испытаний

_____
(указать порядок операций при проведении испытаний)
_____
_____

АЛ.1.4 Регистрация параметров

При проведении испытаний записываются значения следующих параметров:

1. _____
2. _____
3. _____
4. _____

Для этой цели силами _____
(наименование организации)
устанавливаются следующие приборы:

1. _____

2. _____
3. _____

АЛ.1.5 Особые условия

Во избежание появления аварийных ситуаций в процессе проведения испытаний необходимо следить за показанием следующих приборов:

1. _____
2. _____
3. _____

В случае отклонения указанных параметров до недопустимого значения испытания прекращаются до восстановления нормального режима, после чего продолжаются.

Руководство испытаниями возлагается на _____
(должность, ф.и.о.)

Ответственным за обеспечение режимов и нагрузок при проведении испытаний является диспетчер тепловой сети.

Все переключения в процессе испытаний выполняются эксплуатационным персоналом.

Программу составил _____
(должность, ф.и.о.)

Программа согласована:

Начальник района тепловой сети _____

Начальник районной котельной _____

Приложение АМ
(рекомендуемое)
Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери без нарушения режимов эксплуатации

АМ.1 Общие положения

АМ.1.1 Под испытаниями тепловых сетей на гидравлические потери (испытаниями) следует понимать комплекс организационных и технических мероприятий по определению фактических гидравлических характеристик трубопроводов для всей тепловой сети.

Основными гидравлическими характеристиками трубопроводов являются:

- гидравлическое сопротивление трубопровода S, $(м \cdot ч^2)/м^6$;
- эквивалентная шероховатость внутренней поверхности трубопровода $K_э$, мм.

АМ.1.2 Определение гидравлических характеристик производится на основании измерений потерь напора при известных значениях расходов воды по участкам тепловой сети и принимаемых по справочным данным значениях коэффициентов местных гидравлических сопротивлений.

Участком тепловой сети является участок трубопровода постоянного диаметра по подающей или обратной линиям, характеризующийся одинаковым по длине расходом сетевой воды.

АМ.1.2.1 Определение расходов воды по участкам производится либо путем непосредственных измерений, либо суммированием расходов воды на присоединенные в соответствии со схемой тепловой сети абонентские вводы.

Измерения расходов воды производятся штатными приборами, установленными на источнике тепла, а также расходомерными устройствами, входящими в состав аттестованных узлов учета абонентских вводов. При отсутствии указанных измерительных приборов и на промежуточных участках расходы воды измеряются при помощи ультразвуковых расходомеров с накладными датчиками.

Для измерения расходов могут использоваться приборы с величиной основной приведенной погрешности не более 2,5 %.

АМ.1.2.2 Измерения давлений производятся деформационными манометрами или другими датчиками давления классом точности не ниже 0,4. Измерения температуры должны проводиться с точностью до 1°С.

Все измерительные приборы, используемые при проведении испытаний, должны быть метрологически аттестованы.

АМ.1.3 Испытания включают в себя подготовку, проведение и анализ полученных результатов.

АМ.1.3.1 В период подготовки определяются исходные данные по тепловой сети, разрабатывается и согласовывается программа проведения измерений.

АМ.1.3.2 Непосредственно испытания проводятся в два этапа.

На первом этапе с целью предварительной оценки соответствия гидравлических характеристик участков трубопроводов сети их расчетным значениям при

условии стабильного гидравлического режима производятся измерения давлений на источнике тепла и в контрольных точках, а также расходов воды на источнике и абонентских вводах, оборудованных аттестованными узлами учета.

При расходах воды, соответствующих периоду измерений, и гидравлических характеристиках участков, принимаемых по справочным данным или по результатам предыдущих испытаний, производится расчет напоров в узлах сети и соответствующих потерь напора на участках, которые сопоставляются с потерями напора, полученными на основании измерений давлений в контрольных точках. Делается расчет фактических гидравлических характеристик трубопроводов, и по результатам сопоставления определяются участки сети, фактические потери напора на которых значительно отличаются от расчетных значений.

На втором этапе измеряются расходы и потери напора непосредственно на выявленных участках с целью более точного определения их гидравлических характеристик.

АМ.1.3.3 По результатам испытаний составляется таблица, в которой для каждого участка испытываемой сети должны быть указаны полученные значения эквивалентной шероховатости и гидравлического сопротивления.

АМ.1.4 Испытания проводятся при фактических эксплуатационных режимах без отключения потребителей.

При наличии в тепловой сети нескольких магистралей испытания могут проводить отдельно для каждой из них при закрытых задвижках на перемычках между магистралями. На период измерений должны быть также закрыты задвижки на перемычках, образующих кольца в испытываемой сети. При недостаточном количестве измерительной аппаратуры требуемого класса могут быть проведены испытания отдельно по подающей и обратной линиям.

АМ.1.5 Предпочтительно проводить испытания в осенний или весенний периоды отопительного сезона при наибольших расходах воды в сети. Полученные по результатам испытаний данные используются при планировании ремонтных работ, разработке гидравлических режимов сети для условий нормальной эксплуатации и при аварийных ситуациях, а также для обоснования затрат электроэнергии на перекачку теплоносителя. Эти данные являются также основанием для составления энергетической характеристики тепловой сети по показателю удельного расхода электроэнергии на транспорт теплоносителя, которая должна разрабатываться в соответствии с настоящим стандартом.

АМ.2 Подготовка к испытаниям

АМ.2.1 В период подготовки определяются исходные данные по тепловой сети, разрабатывается и согласовывается программа проведения измерений.

АМ.2.2 На основании исполнительной документации по тепловым сетям и по результатам визуального обследования составляются таблицы исходных данных по участкам испытываемой тепловой сети (магистрали), в которых указываются:

- наименование (номер) начального узла (камеры) участка;
- наименование его конечного узла;
- линия (подающая или обратная);

- геодезические отметки конечного узла;
- год прокладки;
- строительная длина, м;
- внутренний диаметр, мм;
- принимаемая величина эквивалентной шероховатости, мм;
- по каждому виду местных гидравлических сопротивлений – количество (шт.) и величина коэффициента;
- сумма коэффициентов местных гидравлических сопротивлений участка.

Рекомендуемая форма таблицы приведена в приложении АМБ.

Ориентировочные значения коэффициентов местных гидравлических сопротивлений для различного оборудования тепловых сетей приведены в приложении АМВ.

АМ.2.3 На основании информации служб присоединения и учета теплоснабжающей организации составляется таблица данных по абонентским вводам, присоединенным к испытываемой сети, в которой для каждого ввода указываются:

- наименование;
- расчетная суммарная тепловая нагрузка и ее структура [расчетные нагрузки отопления и вентиляции, а также средняя нагрузка горячего водоснабжения (ГВС)], МВт (Гкал/ч);
- расчетные расходы воды – суммарный на ввод и по каждому виду тепловой нагрузки, $м^3/ч$;
- наличие аттестованного узла учета отпуска тепловой энергии с указанием мест установки расходомерных устройств и способа регистрации результатов измерения расходов;
- наличие манометров или преобразователей давления на подающей и обратной линиях, их тип и состояние.

Рекомендуемая форма таблицы приведена в приложении АМБ.

АМ.2.4 В соответствии с оперативной схемой тепловых сетей с учетом данных из приведенных выше таблиц составляется расчетная схема испытываемой сети (магистрали), которая должна содержать следующие сведения:

- наименование камер;
- внутренние диаметры трубопроводов и длины участков по подающей и обратной линиям;
- места присоединения и суммарные расчетные расходы воды на абонентские вводы;
- точки (камеры), в которых установлены или могут быть установлены манометры;
- точки, в которых установлены штатные расходомерные устройства, а также места возможной установки ультразвуковых расходомеров;
- перемычки между магистралями и места расположения отсекающих задвижек;
- места установки насосных подстанций с указанием направления подачи воды.

АМ.2.5 По данным о расчетных расходах воды на присоединенные абонентские вводы производится предварительный гидравлический расчет расчетной схемы сети при принятых в соответствии с таблицей данных по участкам гидравлических характеристиках трубопроводов. Расчет проводится на основании формул, приведенных в приложении АМА.

АМ.2.6 На основании анализа расчетной схемы и результатов гидравлического расчета выбираются контрольные точки, в которых будут производиться измерения и регистрация параметров.

Посредством контрольных точек вся испытываемая сеть разбивается на ветви, представляющие собой последовательно соединенные участки магистрали или ответвления, расположенные между этими контрольными точками.

АМ.2.6.1 Первой контрольной точкой является вывод источника тепла. В этой точке должны производиться измерения расходов, давлений и температур сетевой воды в подающей и обратной линиях испытываемой сети. При наличии аттестованного узла учета отпуска тепла эта точка располагается в месте установки приборов учета.

При отсутствии на выводе источника тепла штатных расходомерных устройств должно быть предусмотрено измерение расходов при помощи ультразвуковых расходомеров с накладными датчиками. Места их установки определяются в соответствии с требованиями инструкции по применению.

АМ.2.6.2 В качестве контрольных точек на магистральном трубопроводе выбираются камеры, в которых осуществляется присоединение наиболее крупных ответвлений при наличии в этих камерах приборов для измерения давления или штуцеров для их установки. Расстояние между двумя соседними контрольными точками должно выбираться таким, чтобы потери напора между этими точками по результатам предварительного гидравлического расчета от пяти до семи раз превышали точность измерения давлений в этих контрольных точках.

Ответвления, в точке присоединения которых к магистральным трубопроводам давления не измеряются, исключаются из объема испытаний. Для участков этого ответвления фактические гидравлические характеристики не определяются, а при гидравлическом расчете ответвление может быть задано суммарными расходами воды на присоединенные к нему абонентские вводы.

АМ.2.6.3 На ответвлениях в качестве контрольных точек используются наиболее удаленные абонентские вводы с максимальным расчетным расходом воды. Для повышения достоверности результатов следует выбирать вводы, оборудованные узлами учета отпуска тепла.

При значительных потерях напора в трубопроводах ответвления, на нем могут быть предусмотрены дополнительные контрольные точки.

АМ.2.6.4 При наличии в испытываемой сети насосных подстанций должно быть предусмотрено измерение давлений на всасе и нагнетании этих насосных в точках присоединения их к тепловой сети.

Выбор контрольных точек должен быть согласован с теплоснабжающей организацией.

АМ.2.7 По результатам анализа суточных режимов отпуска тепла по показаниям приборов на теплоисточнике ориентировочно определяются периоды вре-

мени со стабильным гидравлическим режимом, в течение которых могут быть проведены измерения по первому этапу испытаний.

АМ.2.8 В период подготовки проводится также осмотр установленных в намеченных контрольных точках манометров и определяется требуемый объем работ по их подготовке к испытаниям, а также количество, тип и характеристики дополнительно устанавливаемых датчиков давления.

Определяются геодезические отметки датчиков давления (центров манометров), и при отсутствии данных по геодезическим отметкам трубопроводов производится нивелировка соответствующих точек трассы.

Производится выбор и подготовка мест установки ультразвуковых расходомеров.

Разрабатывается и согласовывается программа первого этапа испытаний. Она должна содержать:

- наименование объекта и объем испытаний;
- перечень подготовительных работ с указанием сроков их проведения и исполнителей;
- предполагаемое время проведения первого этапа;
- требуемые переключения в схеме тепловой сети и режимы работы оборудования тепловой сети;
- требуемые режимы, обеспечиваемые оборудованием источника тепла:
- перечень лиц, ответственных за обеспечение и проведение испытаний;
- перечень лиц, согласовывающих программу испытаний;
- обеспечение требований безопасности при проведении испытаний.

АМ.3 Проведение испытаний (этап 1)

АМ.3.1 На период проведения испытаний необходимо соблюдение условий, обеспечивающих поддержание стабильного гидравлического и температурного режима в тепловой сети, т.е. не должны производиться переключения в схеме сети, отключения абонентов, изменения числа работающих насосов на источнике тепла и насосных подстанциях. Кроме того, на источнике тепла должны поддерживаться постоянные напоры в подающей и обратной линиях испытываемой магистрали, а также температура воды в подающей линии.

АМ.3.2 Перед проведением испытаний в соответствии с расчетной схемой производится закрытие задвижек на перемычках между испытываемой и остальными магистралями тепловой сети.

Производится проверка и при необходимости замена манометров в контрольных точках сети.

При отсутствии расходомерных устройств в подающей и обратной линиях магистрали на источнике тепла непосредственно перед испытаниями производится подготовка и установка ультразвуковых расходомеров.

АМ.3.3 В день проведения измерений, в период времени с наиболее постоянным гидравлическим режимом производятся синхронная автоматическая регистрация или запись наблюдателями следующих параметров:

- расходов, давлений и температур в подающей и обратной линиях сети на источнике тепла;

- давлений в контрольных точках сети, а также давлений, расходов и температур в контрольных точках на абонентских вводах с аттестованными узлами учета;

- давлений и температур в контрольных точках на абонентских вводах, не оборудованных аттестованными узлами учета.

Регистрация и запись параметров производится не менее часа. При автоматической регистрации должны фиксироваться мгновенные значения измеряемых параметров с частотой, определяющейся возможностями аппаратуры, но не реже, чем 1 раз в 5 мин.

При отсутствии автоматической регистрации запись параметров производится наблюдателями каждые 5 мин путем фиксации не менее трех значений расходов и давлений с интервалом 30 с.

АМ.3.4 Измерения и регистрация температур воды обязательно должна производиться в подающем и обратном трубопроводах перед началом измерений и после их окончания на источнике тепла и в наиболее удаленной от источника контрольной точке.

АМ.3.5 После окончания измерений производится предварительная обработка и анализ полученных результатов: осреднение результатов измерений расходов и давлений, фиксируемых наблюдателями, определение средних температур воды в подающей и обратной линиях на период испытаний.

На основании осредненных значений давлений и расходов выбирается интервал времени с наиболее стабильным гидравлическим режимом.

Режим можно считать стабильным, если изменения давлений для трех взятых подряд любых моментов времени во всех контрольных точках не превышает 2 %.

При отсутствии требуемого интервала времени измерения повторяются после проведения мероприятий по стабилизации режима. В качестве такого мероприятия может рассматриваться отключение регуляторов температуры перед подогревателями горячего водоснабжения у наиболее крупных потребителей.

После проведения измерений в схеме сети могут быть произведены необходимые по условиям эксплуатации переключения.

АМ.3.6 Для условий стабильного гидравлического режима производится гидравлический расчет схемы, в результате которого определяются расходы воды по участкам и напоры в узлах испытываемой магистрали.

При расчете гидравлические характеристики участков сети принимаются в соответствии с рекомендациями нормативно-технической литературы или по результатам предыдущих испытаний с поправкой на срок эксплуатации. Абонентские вводы задаются расходами воды, поступающей из подающей линии сети на эти вводы и возвращающейся в обратную линию.

АМ.3.6.1 Расходы воды для источника тепла и абонентских вводов с узлами учета принимаются на основании осредненных результатов измерений.

АМ.3.6.2 При отсутствии узлов учета и закрытой тепловой сети расходы воды по подающей линии для абонентских вводов принимаются равными расчетному значению, умноженному на коэффициент $A_{\text{п}}$

$$V_{\text{ап}_i} = A_{\text{п}} \cdot V_{\text{a}_i}^{\text{p}}, \qquad \text{(АМ.1)}$$

где $V_{\text{ап}_i}$ - расход воды из подающей линии на *i*-ый абонентский ввод, не оборудованный узлом учета, м^3/ч;

$V^{\text{р}}_{\text{а}_i}$ - расчетный расход воды для этого ввода, м^3/ч.

Коэффициент $A_{\text{п}}$ определяется, исходя из суммарных расходов воды на вводы и на источнике тепла в период измерений

$$A_{\text{п}} = \frac{V^{\text{и}}_{\text{ип}} - V^{\text{у}}_{\text{ас}_{\text{п}}}}{V^{\text{р}}_{\text{ас}} - V^{\text{ру}}_{\text{ас}}}, \qquad \text{(АМ.2)}$$

где $V^{\text{и}}_{\text{ип}}$ – фактический (измеренный) расход воды на источнике тепла в подающей линии, м^3/ч;

$V^{\text{у}}_{\text{ас}_{\text{п}}}$ – суммарный фактический расход воды из подающей линии на абонентские вводы с узлами учета, м^3/ч;

$V^{\text{р}}_{\text{ас}}$ – суммарный расчетный расход воды на абонентские вводы, присоединенные к испытываемой магистрали, м^3/ч;

$V^{\text{ру}}_{\text{ас}}$ – суммарный расчетный расход воды на оборудованные узлами учета абонентские вводы, присоединенные к испытываемой магистрали, м^3/ч.

Расход воды, возвращаемый в обратную линию сети после абонентских вводов, не оборудованных узлами учета $V_{\text{ао}_i}$, м^3/ч, принимается равным расходу воды из подающей линии, умноженному на коэффициент $A_{\text{о}}$

$$V_{\text{ао}_i} = A_{\text{о}} V_{\text{ап}_i} \qquad \text{(АМ.3)}$$

Коэффициент $A_{\text{о}}$ определяется, исходя из суммарных расходов воды на вводы и на источнике тепла в период измерений

$$A_{\text{о}} = \frac{V^{\text{и}}_{\text{ио}} - V^{\text{у}}_{\text{ас}_{\text{о}}}}{V^{\text{и}}_{\text{ип}} - V^{\text{у}}_{\text{ас}_{\text{п}}}} \qquad \text{(АМ.4)}$$

где $V^{\text{и}}_{\text{ио}}$ – фактический расход воды на источнике тепла в обратной линии, м^3/ч;

$V^{\text{у}}_{\text{ас}_{\text{о}}}$ – суммарный расход воды, поступающей в обратную линию после оборудованных узлами учета абонентских вводов, м^3/ч.

АМ.3.6.3 При открытой тепловой сети по результатам измерений расходов в первой контрольной точке предварительно определяется суммарный текущий расход воды на горячее водоснабжение $V^{\text{и}}_{\text{гс}}$, м^3/ч, для абонентских вводов, не оборудованных узлами учета

$$V^{\text{и}}_{\text{гс}} = \left(V^{\text{и}}_{\text{ип}} - V^{\text{и}}_{\text{ио}}\right) - \left(V^{\text{у}}_{\text{ас}_{\text{п}}} - V^{\text{у}}_{\text{ас}_{\text{о}}}\right). \qquad \text{(АМ.5)}$$

Расход воды на ввод из подающей линии определяется следующим образом

$$V_{\text{ап}_i} = A \cdot V^{\text{р}}_{\text{о}_i} + B \cdot V^{\text{р}}_{\text{г}_i}, \qquad \text{(АМ.6)}$$

где $V^{\text{р}}_{\text{о}_i}$ -расчетный расход воды на отопление *i*-ого абонентского ввода, м^3/ч;

$V^{\text{р}}_{\text{г}_i}$ – расчетный расход воды на ГВС этого ввода, м^3/ч.

Расход воды, поступающей в обратную линию после абонентских вводов, будет равен

$$V_{\text{ао}_i} = A \cdot V_{\text{о}_i}^{\text{р}} - B \cdot V_{\text{г}_i}^{\text{р}} \cdot \frac{t_1 - t_{\text{г}}}{t_1 - t_2}, \qquad \text{(АМ.7)}$$

где $t_{\text{г}}$ – температура воды, подаваемой в систему ГВС, °С;

t_1 – температура сетевой воды в подающей линии в период испытаний, °С;

t_2 – температура сетевой воды в обратной линии в период испытаний, °С.

Коэффициенты A и B определяются из суммарных расходов воды на источнике тепла и абонентских вводах

$$B = \frac{V_{\text{гс}}^{\text{и}}}{V_{\text{гс}}^{\text{р}} - V_{\text{гс}}^{\text{ру}}}; \qquad \text{(АМ.8)}$$

$$A = \frac{V_{\text{ип}}^{\text{и}} - V_{\text{ас}}^{\text{у}} - V_{\text{гс}}^{\text{и}} \cdot \frac{t_{\text{г}} - t_2}{t_1 - t_2}}{V_{\text{ос}}^{\text{р}} - V_{\text{ос}}^{\text{ру}}}, \qquad \text{(АМ.9)}$$

где $V_{\text{гс}}^{\text{р}}$ – суммарный расчетный расход на ГВС абонентских вводов испытываемой тепловой сети, м^3/ч;

$V_{\text{гс}}^{\text{ру}}$ -суммарный расчетный расход воды на ГВС для абонентских вводов, оборудованных узлами учета, м^3/ч;

$V_{\text{ос}}^{\text{р}}$ – суммарный расчетный расход воды на отопление, м^3/ч;

$V_{\text{ос}}^{\text{ру}}$ – суммарный расчетный расход воды на отопление для абонентских вводов, оборудованных узлами учета, м^3/ч.

При водоразборе только из подающей линии температура горячей водопроводной воды принимается равной температуре в подающей линии, т.е. $t_{\text{г}} = t_1$, при водоразборе из обратной линии $t_{\text{г}} = t_2$

АМ.3.6.4 Результаты расчета и измерений фактических расходов воды на абонентские вводы в сопоставлении с расчетными по подающей и обратной линиям в м^3/ч при температурах испытаний фиксируются в таблице, рекомендуемая форма которой приведена в приложении АМГ.

АМ.3.7 По результатам определения расходов воды при принятых в исходных данных гидравлических характеристиках участков сети в соответствии с расчетной схемой производится гидравлический расчет схемы испытываемой сети и строится расчетный пьезометрический график магистрали и ответвлений.

На расчетный пьезометрический график наносятся напоры, соответствующие давлениям, измеренным в контрольных точках магистрали.

Определение напоров H, м, производится по следующей формуле, приведенной в приложении АМА

$$H = p/(\rho \cdot g) + Z, \qquad \text{(АМ.10)}$$

где p – расчетное или измеренное давление в этом узле, Па;

ρ – плотность воды, кг/м^3;

g – ускорение свободного падения (9,81 м/с^2);

Z – геодезическая отметка местности узла, м.

Расчетный пьезометрический график с нанесенными на него фактическими (измеренными) значениями напоров позволяет наглядно оценить отличие фактических потерь напора от расчетных.

АМ.3.8 Потери напора на ветви $\Delta H^{и}$, м, с учетом поправки на высоту установки манометров (разность напоров в двух последовательных контрольных точках) определяют по формуле:

$$\Delta H^{и} = H^{и}_{н} - H^{и}_{к} - (Z_{н} - Z_{к}) - \Delta H_{нп}, \qquad (АМ.11)$$

где $H^{и}_{н}$, $Z_{Н}$ – фактический (полученный в ходе испытаний) напор и геодезическая отметка (высота установки манометра) в начальной по ходу воды контрольной точке сети, м;

$H^{и}_{к}$, $Z_{К}$ – то же для конечной контрольной точки, м;

$\Delta H_{нп}$ – измеренный при испытаниях напор насосной подстанции, м.

Количественная оценка отклонений фактических потерь напора от расчетных h производится по ветвям испытываемой сети и определяется отношением указанных потерь к расчетным

$$h = \frac{\Delta H^{и}}{\Delta H^{р}}, \qquad (АМ.12)$$

где $\Delta H^{р} = H^{р}_{н} - H^{р}_{к}$ - расчетные потери напора на ветви, м;

$H^{р}_{н}$ – расчетный напор в начальной по ходу сетевой воды контрольной точке ветви, м;

$H^{р}_{к}$ – расчетный напор в конечной контрольной точке, м;

$\Delta H^{и} = H^{и}_{н} - H^{и}_{к}$ – фактические (полученные при испытаниях) потери напора на этой ветви, м;

$H^{и}_{н}$ -фактический напор в начальной контрольной точке, м;

$H^{и}_{к}$ - фактический напор в конечной контрольной точке, м.

Если h находится в интервале от 0,95 до 1,15, то производится коррекция величины гидравлического сопротивления и эквивалентной шероховатости на участках ветви.

АМ.3.9 Потери напора на отдельных участках этой ветви $\Delta H^{и}_{у_i}$, м, определяют по формуле:

$$\Delta H^{и}_{у_i} = \Delta H^{р}_{у_i} \cdot \frac{\Delta H^{и}}{\Delta H^{р}}, \qquad (АМ.13)$$

где $\Delta H^{р}_{у_i}$ – расчетные потери напора на i-ом участке, м.

Расчет потерь напора на отдельных участках и его результаты фиксируются в таблице, рекомендуемая форма которой приведена в приложении АМГ.

АМ.3.10 Гидравлические сопротивления участков S_i, (м·ч^2)/м^6, определяются в по формуле:

$$S_i = \frac{\Delta H^{и}_{у_i}}{V_{у_i}}, \qquad (АМ.14)$$

где V_{y_i} - расход воды на i-ом участке ветви, определяемый по результатам гидравлического расчета, м^3/ч.

АМ.3.11 На основании зависимостей, приведенных в приложении АМА для каждого участка ветви, определяются следующие гидравлические характеристики.

АМ.3.11.1 Коэффициент гидравлического трения λ для участка определяется из выражения

$$\lambda = \frac{1{,}57 \cdot 10^8 \cdot S \cdot D_в^5 - D_в \cdot \Sigma\xi}{L} \qquad (АМ.15)$$

где $D_в$ – внутренний диаметр трубопровода на участке, м;

L – длина участка, м;

$\Sigma\xi$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений.

АМ.3.11.2 Величина эквивалентной шероховатости $К_э$, м, определяют по формуле:

$$K_э = D_в \cdot (\lambda/0{,}11)^4. \qquad (АМ.16)$$

Для скорости течения воды в трубопроводе менее 0,5 м/с величина эквивалентной шероховатости может быть определена по более точной формуле

$$K_э = D_в \cdot (\lambda/0{,}11)^4 - 1{,}92 \cdot 10^5 \cdot \nu \cdot \frac{D_в^2}{V}, \qquad (АМ.17)$$

где ν – кинематическая вязкость воды, м^2/с.

АМ.3.12 Исходные данные и результаты расчета гидравлических характеристик участков испытываемой сети указываются в таблице, рекомендуемая форма которой приведена в приложении АМГ.

При h менее 0,95 и более 1,15 для участков соответствующей ветви должны быть проверены принятые исходные данные и при отсутствии ошибок на втором этапе проведены более детальные испытания на гидравлические потери. При этом должны проводиться измерения расходов воды и давлений в начальном и конечном узлах по отдельным участкам сети.

Если h не превышает 1,15 для всех ветвей испытываемой магистрали, то:

- при условии, что на каждом ответвлении испытываемой магистрали абонентские вводы с расчетной тепловой нагрузкой, составляющей более 60 % расчетной нагрузки ответвления, оборудованы аттестованными узлами учета потребления тепла, второй этап испытаний может не проводиться;
- при более низкой степени оснащенности абонентских вводов узлами учета на втором этапе проводятся контрольные испытания на гидравлические потери по отдельным характерным участкам на магистрали и ответвлениям при непосредственном измерении расходов и давлений на этих участках.

АМ.4 Проведение испытаний (этап 2)

АМ.4.1 Второй этап испытаний проводится с целью уточнения гидравлических характеристик отдельных участков испытываемой сети по подающей и обратной линиям в случаях, оговоренных в предыдущем разделе.

Схема сети при проведении измерений может соответствовать текущим условиям эксплуатации, однако для получения более достоверных результатов

целесообразно такое ее изменение, при котором расходы воды на испытываемых участках будут наибольшими.

В тепловой сети во время измерений необходимо поддержание стабильного гидравлического и теплового режимов.

АМ.4.2 На каждом испытываемом участке производятся измерения расходов воды и давлений в начальном и конечном по ходу воды узлах.

Измерения расходов воды могут производиться как штатными приборами на источнике тепла и абонентских вводах с аттестованными узлами учета, так и переносными ультразвуковыми расходомерами при соблюдении правил их установки в соответствии с инструкцией по применению.

При использовании расходомерных устройств на абонентских вводах расходы воды по участкам определяются путем их суммирования в соответствии со схемой сети.

АМ.4.3 Измерения параметров производятся в течение не менее 20 мин при синхронной их регистрации с интервалом 2 мин. Регистрация параметров производится автоматически или с помощью наблюдателей.

При отсутствии стабильного гидравлического режима в течение не менее 10 мин за указанный период цикл измерений следует повторить.

АМ.4.4 Количество одновременно испытываемых участков определяется наличием измерительной аппаратуры и возможностями регистрации измеряемых параметров.

АМ.4.5 По результатам измерений определяются фактические гидравлические характеристики участков: гидравлические сопротивления и величина эквивалентной шероховатости. Последовательность и формулы для расчета характеристик участков приведены в предыдущем разделе.

Результаты измерений и расчетов приводятся для соответствующих участков в таблицах, форма которых рекомендована в приложении АМГ (форма 3).

АМ.5 Анализ и использование результатов испытаний

По результатам испытаний определяются средние значения эквивалентной шероховатости для испытывавшихся участков подающей и обратной линий. Для участков с существенным изменением величины $K_э$, по сравнению с расчетным значением следует проанализировать возможные причины такого изменения.

Это могут быть неверные исходные данные (заниженные значения величины местных потерь или неправильное определение внутреннего диаметра), а также длительный срок эксплуатации, подача в трубопровод сырой воды, наличие засоров, посторонних предметов и неисправной арматуры.

После выявления причин завышенных гидравлических сопротивлений участка должны быть намечены меры по их устранению.

При наличии ошибок в исходных данных производится их корректировка и повторный расчет эквивалентной шероховатости. Если их нет, для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов на выявленных участках могут быть рекомендованы следующие мероприятия:

- гидропневматическая промывка;
- вскрытие и чистка трубопроводов;

- перекладка трубопроводов.

Фактические значения гидравлических сопротивлений и эквивалентной шероховатости участков трубопроводов сети используются в дальнейшем при разработке гидравлических режимов сети, для обоснования затрат электроэнергии на перекачку, а также для составления энергетической характеристики тепловой сети по показателю удельного расхода электроэнергии на транспорт теплоносителя.

АМ.6 Рекомендуемая измерительная аппаратура

При проведении испытаний тепловых сетей на гидравлические потери требуется одновременное измерение и регистрация большого количества параметров, в основном давлений и расходов сетевой воды. Поэтому большое внимание должно быть уделено выбору измерительной аппаратуры и организации процесса измерений.

Регистрация измеряемых параметров может проводиться путем их записи наблюдателями в соответствующие таблицы, а также автоматически – путем записи на различные промежуточные носители информации.

В настоящее время выпускается широкая номенклатура измерительной и регистрирующей аппаратуры отечественного и зарубежного производства, удовлетворяющей приведенным в разделе АМ.2 требованиям.

Для визуальной регистрации давления могут использоваться образцовые деформационные манометры (тип МО) класса точности 0,4 и выше, а при значительных изменениях давления по длине сети также и деформационные манометры точных измерений (тип МТИ) классом точности не ниже 0,6.

Для автоматической регистрации могут использоваться электрические измерительные преобразователи давления типа МТ100 завода «Манометр», МеТРАН-43 концерна «Метран» или преобразователи «ЗОНД-10)» производства НПП «Гидрогазприбор» с классом точности 0,25 и выше. При оснащении этих приборов вторичной показывающей аппаратурой соответствующего класса точности они могут использоваться также для визуальной регистрации измерений давления.

Измерения расходов могут производиться штатными расходомерными устройствами на источнике тепла и абонентских вводах в составе узлов учета отпуска и потребления тепла при условии, что они имеют требуемый класс точности, метрологически аттестованы и установлены в соответствии с техническими требованиями.

Измерения расходов могут производиться также с помощью переносных ультразвуковых расходомеров отечественного и зарубежного производства при условии соблюдения правил их установки. Эти приборы оснащены показывающими цифровыми приборами и имеют выходы нормированных токовых сигналов, что позволяет использовать их как при автоматической, так и при визуальной регистрации результатов измерений. Для испытаний могут использоваться переносные расходомеры фирмы «KRONHE», расходомеры «PORTAFLOW» различных фирм изготовителей, переносные расходомеры фирмы «PANAMETRICS», а также отечественные расходомеры фирмы «ВЗЛеТ».

Автоматическую регистрацию измеряемых параметров для повышения точности измерений целесообразно производить в цифровом виде. Для этого могут использоваться вычислительные блоки теплосчетчиков при соблюдении ими требований по периодичности регистрации измеряемых параметров.

В настоящее время выпускается большое количество различных специализированных контроллеров для преобразования и хранения измерительной информации, однако они рассчитаны на обработку большого количества каналов измерений в течение длительного времени с фиксированной периодичностью опроса датчиков и применяются в основном для больших информационно-измерительных комплексов. Поэтому их применение для испытаний на гидравлические потери, как правило, требует определенной доработки.

Готовым самостоятельным прибором такого типа, применимым в полевых условиях, является накопитель информации SQUIRREL 1003 фирмы «GRANT». Он обладает необходимыми сервисными возможностями при достаточной емкости запоминающего устройства.

Измерения температур сетевой воды могут производиться любым термометром, обеспечивающим точность не ниже 1,0°С.

Приложение АМ.А
(справочное)
Основные понятия и формулы для гидравлических расчетов

АМ.А.1 Под гидравлическим режимом системы теплоснабжения понимается совокупность расходов воды по участкам и их взаимосвязь с давлениями в узлах тепловой сети в данный момент времени.

АМ.А.2 Участком сети является трубопровод постоянного диаметра с неизменным по длине расходом воды.

АМ.А.3 Узлы – это места разветвления трубопроводов или изменения их диаметра. В тепловой сети узлами, как правило, являются тепловые камеры.

АМ.А.4 При расчете гидравлических режимов систем теплоснабжения наряду с давлениями применяется и другая единица гидравлического потенциала – напор.

АМ.А.5 Напор – это давление, выраженное в линейных единицах (обычно метрах) столба жидкости, протекающей по трубопроводу.

АМ.А.6 Напор Н, м, и давление ρ, Па (Н/м2). связаны зависимостью

$$H = p/(\rho \cdot g), \qquad \text{(АМ.А.1)}$$

где ρ – плотность, кг/м^3;

g – ускорение свободного падения (9,81 м/с^2).

АМ.А.7 Различают напоры:

- полные – отсчитанные от одного горизонтального уровня;
- пьезометрические – отсчитанные от отметки местности (или от оси трубопровода);
- статические – устанавливающиеся в системе при прекращении циркуляции;
- располагаемые – разность напоров в подающей и обратной линиях.

АМ.А.8 Полный Н (м) и пьезометрический Нр (м) напоры связаны следующим соотношением

$$H = H_{\text{р}} + Z; \qquad \text{(АМ.А.2)}$$

где Z – геодезическая отметка (высота) оси трубопровода, м.

АМ.А.9 Потери напора ΔН, м, (давления) при течении жидкости на участке трубопровода представляют собой разность полных напоров в начальной и конечной точках этого трубопровода

$$\Delta H = H_{\text{н}} - H_{\text{к}} = H_{\text{Рн}} - H_{\text{Рк}} - (Z_{\text{н}} - Z_{\text{к}}) = \frac{p_{\text{н}} - p_{\text{к}}}{\rho \cdot g} + \Delta H_{\text{г}} \qquad \text{(АМ А.3)}$$

где индексы «н», «к» – начало и конец участка трубопровода:

$p_{\text{н}}$, $p_{\text{к}}$ – давления на оси трубопровода (определяемые по показаниям манометров) соответственно в начале и конце участка, Па;

$\Delta H = Z_{\text{н}} - Z_{\text{к}}$ – разность геодезических высот трубопроводов (высот установки манометров), м.

АМ.А.10 Величина потерь напора определяется суммой линейной потери напора ΔНл на прямолинейных участках и потерь напора в местных сопротивле-

ниях ΔНм (отводах, коленах, компенсаторах, регулирующей и запорной арматуре), размещенных неравномерно по длине трубопровода

$$\Delta H = \Delta H_{л} + \Delta H_{м}. \qquad (АМ.А.4)$$

АМ.А.11 Линейные потери напора могут быть представлены в виде

$$\Delta H_{л} = h_{л} \cdot L, \qquad (АМ.А.5)$$

где $h_{л}$ – удельное линейное падение напора, м/м;

L – длина участка трубопровода, м.

По формуле Д'Арси

$$h_{л} = \lambda \cdot \frac{w^2}{2g \cdot D_{в}} = 6{,}35 \cdot 10^{-9} \cdot \lambda \frac{V^2}{D_{в}^5} \qquad (АМ.А.6)$$

где λ – коэффициент гидравлического трения;

w – скорость движения теплоносителя, м/с;

g – ускорение свободного падения, м/с^2,

$D_{в}$ – внутренний диаметр трубы, м;

V – объемный расход теплоносителя, м^3/ч.

Коэффициент гидравлического трения для шероховатых труб определяют по формуле А.Д. Альтшуля, которая для условий течения воды в тепловой сети имеет вид

$$\lambda = 0{,}11 \cdot (K_{э}/D_{в} + 68/Re)^{0{,}25}, \qquad (АМ.А.7)$$

где $K_{э}$ -эквивалентная шероховатость трубопровода, характеризующая состояние его внутренней поверхности м;

Re – критерий Рейнольдса.

При больших значениях числа Рейнольдса слагаемое $68/Re$ становится пренебрежимо малым и тогда формула для определения λ совпадает с формулой, предложенной Б.Л. Шифринсоном

$$\lambda = 0{,}11 \cdot (K_{э}/D_{в})^{0{,}25}, \qquad (АМ.А.8)$$

имеющей более простой вид.

Для оценки точности определения коэффициента гидравлического трения, рассчитанного по формулам (АМ.А.7) и (АМ.А.8), можно привести следующие данные.

При наиболее часто встречающихся температурах воды в тепловой сети от 70 до 100°С и величине $K_{э}$ = 0,5 мм отклонение λ, определяемое по приближенной формуле Б.Л. Шифринсона, от более точного значения не превышает 1,2 % при скорости воды в трубопроводе более 1,0 м/с и 3 % – при скорости более 0,5 м/с. Применение же формулы (АМ.А.8) позволяет значительно упростить расчеты и обработку результатов испытаний.

На основании СНиП 41-02-2003 [8] – эквивалентную шероховатость внутренней поверхности стальных труб для водяных тепловых сетей следует принимать Кэ = 0,0005 м (0,5 мм). Применение для расчета действующих тепловых сетей более высоких значений эквивалентных шероховатостей допускается только при подтверждении их фактической величины результатами испытаний на гидравлические потери.

Из формул (АМ.А.6) и (АМ.А.8) следует, что величина удельных линейных потерь давления, м/м, в трубопроводе пропорциональна квадрату расхода теплоносителя и может быть представлена в виде

$$h_{л} = 6{,}985 \cdot 10^{-9} \cdot K_{э}^{0{,}25} \cdot \frac{V^2}{D_{в}^{5{,}25}} \qquad \text{(АМ.А.9)}$$

Линейное падение напора, отнесенное к единице объемного расхода воды, м^3/ч, называется линейным гидравлическим сопротивлением трубопровода и не зависит от расхода воды, (м·ч^2)/м^6,

$$S_{л} = \frac{h_{л} \cdot L}{V^2} = 6{,}985 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{K_{э}^{0{,}25}}{D_{в}^{5{,}25}}. \qquad \text{(АМ.А.10)}$$

При малых скоростях воды в трубопроводах и соответственно числах Рейнольдса для повышения точности определение коэффициента гидравлического трения следует проводить по более сложной формуле (АМ.А.7). При этом линейное сопротивление будет иметь сложную зависимость от расхода воды в трубопроводе.

АМ.А.12 Суммарное падение напора во всех местных сопротивлениях на участке трубопровода

$$\Delta H_{м} = \Sigma\xi \cdot \frac{w^2}{2g} = 6{,}35 \cdot 10^{-9} \cdot \Sigma\xi \cdot \frac{V^2}{D_{в}^4}, \qquad \text{(АМ.А.11)}$$

где $\Sigma\xi$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений (безразмерная величина).

Значения коэффициентов местных потерь для различных типов местных сопротивлений приведены в приложении АМВ.

Потери напора в местных сопротивлениях на участке $S_{м}$, (м·ч^2)/м^6, отнесенные к расходу воды V, м^3/ч, во второй степени, также не зависят от величины расхода и могут быть представлены в виде

$$S_{м} = \frac{\Delta H_{м}}{V^2} = 6{,}35 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{\Sigma\xi}{D_{в}^4}. \qquad \text{(АМ.А.12)}$$

АМ.А.13 Суммарные потери напора на участке составляют

$$\Delta H = \Delta H_{м} + \Delta H_{л} = (S_{л} + S_{м}) \cdot V^2 = S \cdot V^2, \qquad \text{(АМ.А.13)}$$

где $S = S_{м} + S_{л}$ – суммарное гидравлическое сопротивление участка трубопровода, (м·ч^2)/м^6.

Приложение АМ.Б
(рекомендуемое)
Рекомендуемые формы таблиц характеристик участков тепловой сети и абонентских вводов

Таблица АМ.Б.1 – Характеристики участков тепловой сети. Форма 1

Участок		Линия	Геодезическая отметка оси трубопровода конечного узла, м	Год прокладки	Строительная длина, м	Внутренний диаметр, мм	Предварительная величина эквивалентной шероховатости, мм	Характеристика местных сопротивлений						
Начальный узел	Конечный узел							коэффициент	количество, шт	коэффициент	количество, шт	коэффициент	количество, шт	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Таблица АМ.Б.2 – Характеристики абонентских вводов. Форма 2

Наименование	Расчетная нагрузка, МВт (Гкал/ч)				Расчетные расходы воды, $м^3/ч$				Наличие расходомеров и регистрация расходов			Измерения давлений (тип прибора)	
	отопление	вентиляция	ГВС средняя	всего	отопление	вентиляция	ГВС	всего	подающая	обратная	регистрация (да, нет)	подающая	обратная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Приложение АМ.В
(справочное)

Таблица АМ.В – Коэффициенты местных гидравлических сопротивлений

Наименование местного сопротивления	Коэффициент
1	2
Задвижка:	
«Лудло»	0,05
клинкерная	0,2
нормальная	0,3-0,5
Вентиль:	
«Косва»	2,0
«Рей»	3,4
с делительными стенками	4,1-5,5
штампованный	7,8
Обратный клапан	
нормальный	1,5-3,0
Компенсаторы:	
сальниковый	0,2-0,5
лирообразный гладкий	2,0-2,6
П-образный	2,3-3,0
лирообразный волнистый	3,5-5,0
Грязевик	10,0
Внезапное расширение	1,0
Внезапное сужение	0,5
Переход диаметра:	
расширение	0,2-0,3
сужение	0,1-0,15
Отвод гнутый	
под углом 90°:	
$R = 5 \cdot D$	0,2
$R = 4 \cdot D$	0,3
$R = 3 \cdot D$	0,5
$R = 2 \cdot D$	0,7
$R = D$	1,0
Отвод сварной:	
4 шва 90°	0,5
3 шва 90°	0,5
2 шва 90°	0,6
1 шов 90°	1,3
1 шов 30°	0,2
1 шов 45°	0,3
1 шов 60°	0,7
Тройники:	
при разделении потоков	
- на проход	1,0
- в ответвлении	1,5
при слиянии потоков	
- на проход	1,5
- в ответвлении	2,0

Наименование местного сопротивления	Коэффициент
1	2
на проход при закрытом ответвлении	0,0
в ответвлении:	
- при закрытом прямом проходе	2,0
- при расходящемся потоке	2,0
- при встречном потоке	3,0

Приложение АМ.Г
(рекомендуемое)
Рекомендуемые формы таблиц обработки результатов испытаний

Таблица АМ.Г.1 – Расходы воды у потребителей при испытаниях. Форма 1

Наименование	Линия	Расчетный расход воды, $м^3/ч$	Расход воды при испытаниях, $м^3/ч$	Примечания
1	2	3	4	5

Таблица АМ.Г.2 – Распределение потерь напора по участкам сети. Форма 2

Контрольные точки ветви начальная - конечная	Расчетные потери напора на ветви, $\Delta H^{р}$, м	Потери напора при испытаниях, $\Delta H^{и}$, м	$h = \frac{\Delta H^{и}}{\Delta H^{р}}$ $h = \frac{\Delta H^{и}}{\Delta H^{р}}$	Участок ветви		Линия	Расчетные потери напора на участке, $\Delta H_{у}^{р}$ $\Delta H_{у}^{р}$, м	Потери напора при испытаниях, $\Delta H_{у}^{и} = \Delta H_{у}^{р} \cdot h$ $\Delta H_{у}^{и} = \Delta H_{у}^{р} \cdot h$, м
				начальный	конечный			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Таблица АМ.Г.3 – Гидравлические характеристики участков по результатам испытаний. Форма 3

Участок сети		Линия	Длина L, м	Внутренний диаметр $D_в$, мм	Сумма коэффициентов местных потерь $\Sigma\xi$	Расход воды V, $м^3/ч$	Общая скорость w, м/с	Общая потеря напора H, м	Гидравлическое сопротивление S, $(м \cdot ч^2)^6$	Коэффициент гидравлического трения λ	Эквивалентная шероховатость $K_э$, мм
нач.	кон.										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Приложение АМ.Д
(справочное)
Пример проведения испытаний тепловой сети на гидравлические потери

На основании разработанной методики были проведены испытания на гидравлические потери тепловой сети системы теплоснабжения промышленного предприятия с присоединенной расчетной тепловой нагрузкой 8,47 МВт (7,28 Гкал/ч) и диаметром трубопроводов на головных участках сети D_y 300 мм.

Источник теплоснабжения – водогрейная котельная.

Задача испытаний – определение фактических гидравлических характеристик трубопроводов тепловой сети: фактических гидравлических сопротивлений участков и величин эквивалентной шероховатости труб.

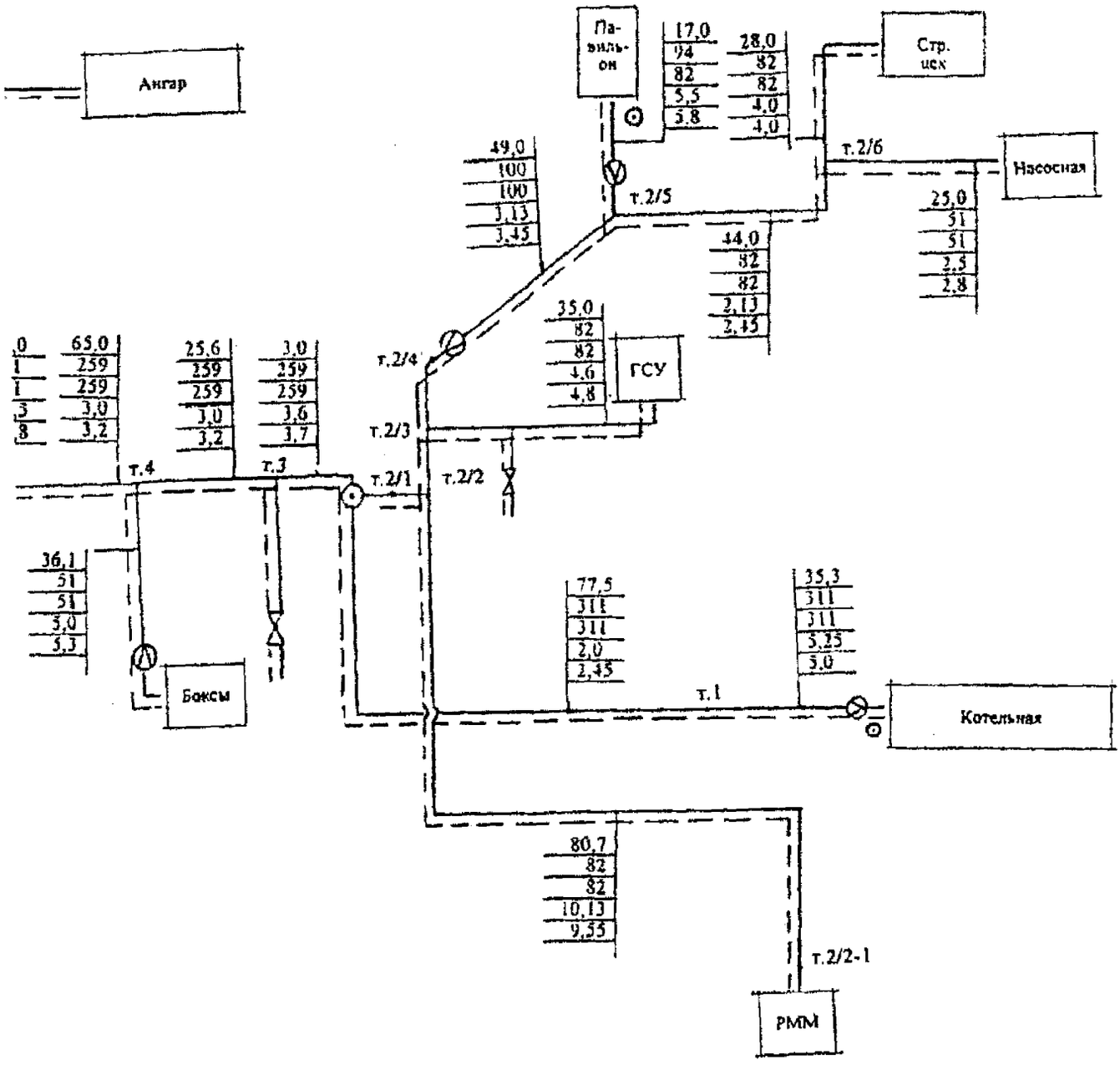
Расчетная схема испытываемой сети представлена на рисунке АМ.Д.1. В соответствии с разделом 3 на схеме приведены:

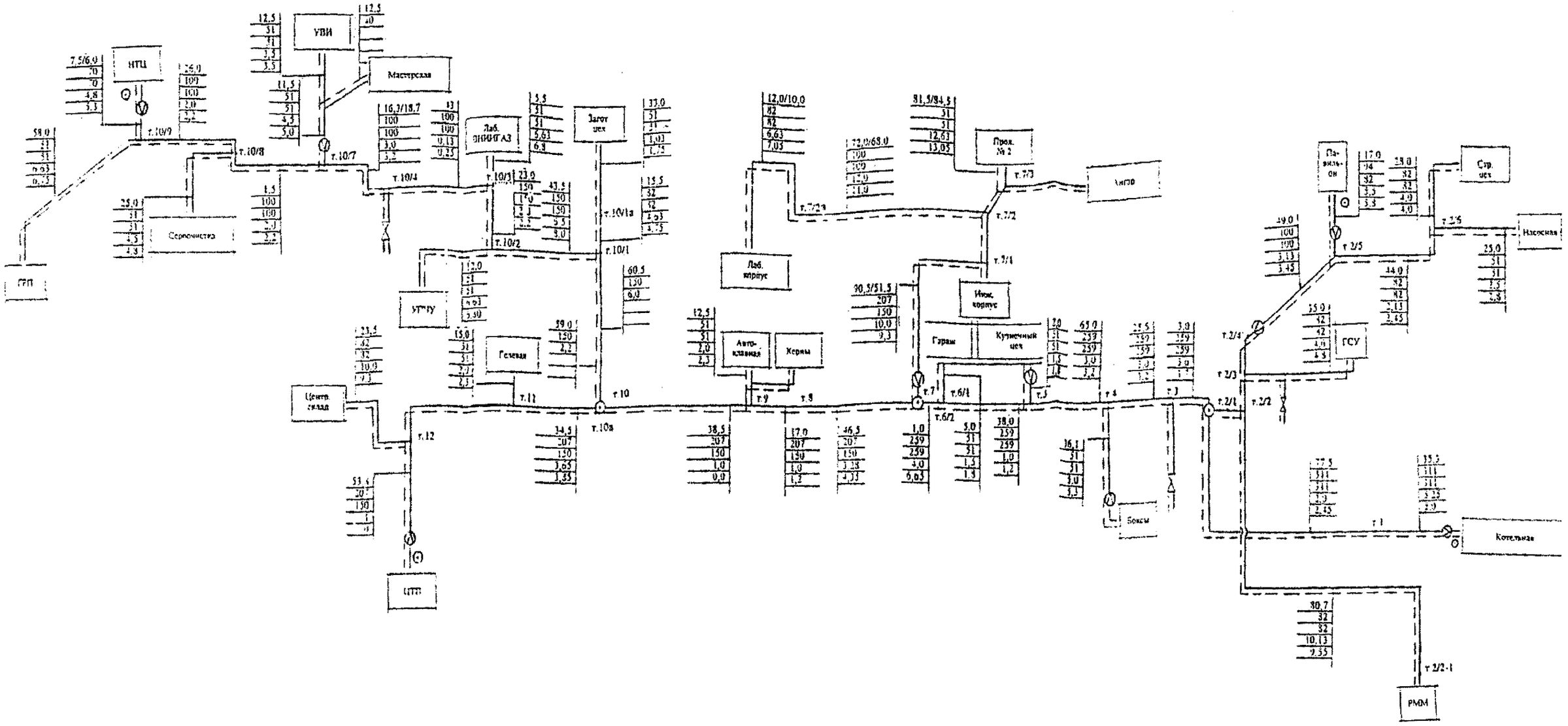
- наименование узлов (камер);
- внутренние диаметры трубопроводов и длины участков по подающей и обратной линиям;
- места присоединения абонентов и суммарные расчетные расходы воды на абонентские вводы;
- сумма коэффициентов местных сопротивлений по подающей и обратной линиям;
- точки (камеры), в которых установлены манометры;
- точки, в которых установлены штатные расходомерные устройства, а также места установки ультразвуковых расходомеров;
- перемычки между магистралями и места расположения отсекающих задвижек.

Основные характеристики участков трубопроводов и присоединенных потребителей тепла приведены в таблицах АМ.Д.1 и АМ.Д.2. Расчетные расходы воды у потребителей определены на основании проектных данных по расчетным тепловым нагрузкам при принятом в тепловой сети температурном графике 105-70°С.

При испытаниях измерения расходов воды на источнике тепла на некоторых крупных ответвлениях производились при помощи калиброванных переносных ультразвуковых расходомеров с накладными датчиками Portaflow MK II с точностью измерений от 2,0 до 3,0 %.

У некоторых потребителей установлены узлы учета SA-94/1 фирмы ASWEGA с электромагнитными (индукционными) расходомерами на подающей линии с точностью измерения расходов ±2,0 %.


Ангар
Па-
виль-
он
17,0
94
82
5,5
5,8
28,0
82
82
4,0
4,0
Стр.
цех
т.2/6
Насосная
25,0
51
51
2,5
2,8
49,0
100
100
3,13
3,45
т.2/5
44,0
82
82
2,13
2,45
35,0
82
82
4,6
4,8
ГСУ
т.2/4
т.2/3
т.2/2
т.2/1
т.3
т.4
,0
1
1
3
8
65,0
259
259
3,0
3,2
25,6
259
259
3,0
3,2
3,0
259
259
3,6
3,7
36,1
51
51
3,0
5,3
Боксы
77,5
311
311
2,0
2,45
35,3
311
311
5,25
5,0
т.1
Котельная
80,7
82
82
10,13
9,55
т.2/2-1
РММ



Условные обозначения:

35,3 - длина трубопровода, м; 311 - внутренний диаметр трубопровода по .подающей линии, мм; 311 - внутренний диаметр трубопровода по обратной линии, мм; 6,25 - сумма коэффициентов местных потерь по подающей линия; 5,0 - сумма коэффициентов местных потерь по обратной линии; - места установки манометров; - места установки расходомеров.

Рисунок АМ.Д.1 – Расчетная схема испытываемой тепловой сети

У потребителей тепла, расходы воды на которых непосредственно не измерялись, эти расходы определялись распределением измеренных на ответвлениях суммарных расходов на участках в соответствии с расчетной тепловой нагрузкой (расчетным расходом воды).

Для измерения давлений использовались пружинные образцовые манометры МО класса точности 0,4 с различными диапазонами измеряемого давления.

Расходы измерялись на трубопроводах подающей линии, давления в контрольных точках – и в подающей и в обратной линиях.

Выбором мест установки манометров (контрольных точек) разбивают сеть на ветви, на которых и производится сопоставление фактических потерь напора с расчетными. Контрольные точки выбирались на основании предварительных гидравлических расчетов; было установлено 7 контрольных точек (включая коллектора котельной), которые разбивают сеть на 12 ветвей.

Места установки расходомеров и манометров приведены на расчетной схеме (см. рисунок АМ.Д.1).

Нивелировка трассы не проводилась и для получения достоверных данных о поправках на высоту установки манометров перед началом испытаний были проведены измерения давлений при статическом режиме. По результатам этих измерений определены поправки в показаниях манометров по отношению к манометру, установленному на всасе сетевых насосов источника тепла.

Давления при статическом режиме и соответствующие поправки приведены в таблице АМ.Д.3. Утечек воды в сети при статическом режиме практически не было – величина подпитки составляла 0,0002 т/ч.

Испытания проводились при эксплуатационном гидравлическом режиме работы тепловой сети и неработающих котельных агрегатах перед началом отопительного периода.

Измерения температуры производились в подающем и обратном коллекторах источника тепла с точностью 1°С и составляли в период стабильного режима испытаний в среднем по подающей и обратной линиям 23°С. Поскольку температуры в подающей и обратной линиях были одинаковыми, а утечка практически отсутствовала, то расходы воды в подающей или обратной линиях при проведении расчетов также принимались одинаковыми.

Измерения давлений и расходов в контрольных точках производились в соответствии с настоящей методикой. Осредненные результаты измерения давлений (напоров) и расходов воды в сети и на абонентских вводах приведены в таблицах АМ.Д.4 и АМ.Д.3.

Из таблицы результатов измерений давлений следует, что потери напора по подающей линии ветви от т. 10 до ЦТП значительно меньше возможной точности измерений, поэтому в дальнейшем гидравлические характеристики участков подающей линии этой ветви приняты равными расчетным значениям.

В таблице АМ.Д.6 приведены расходы воды на абонентские вводы, определенные на основании расчетных нагрузок, а также и полученные в результате испытаний: непосредственными измерениями или распределением пропорционально расчетным значениям расходов воды, измеренных на ветвях сети и на источнике тепла.

При полученных значениях расходов воды у потребителей, располагаемом напоре на источнике тепла и расчетных гидравлических характеристиках участков проведен гидравлический расчет испытываемой сети и определены расчетные потери на участках и ветвях, а также полные напоры в узлах сети. Результаты гидравлического расчета для подающей и обратной линий сети приведены в таблицах АМ.Д.7 и АМ.Д.8.

Пьезометрический график расчетного гидравлического режима приведен на рисунке АМ.Д.2. Там же точками показаны измеренные при проведении испытаний давления (напоры) в контрольных точках.

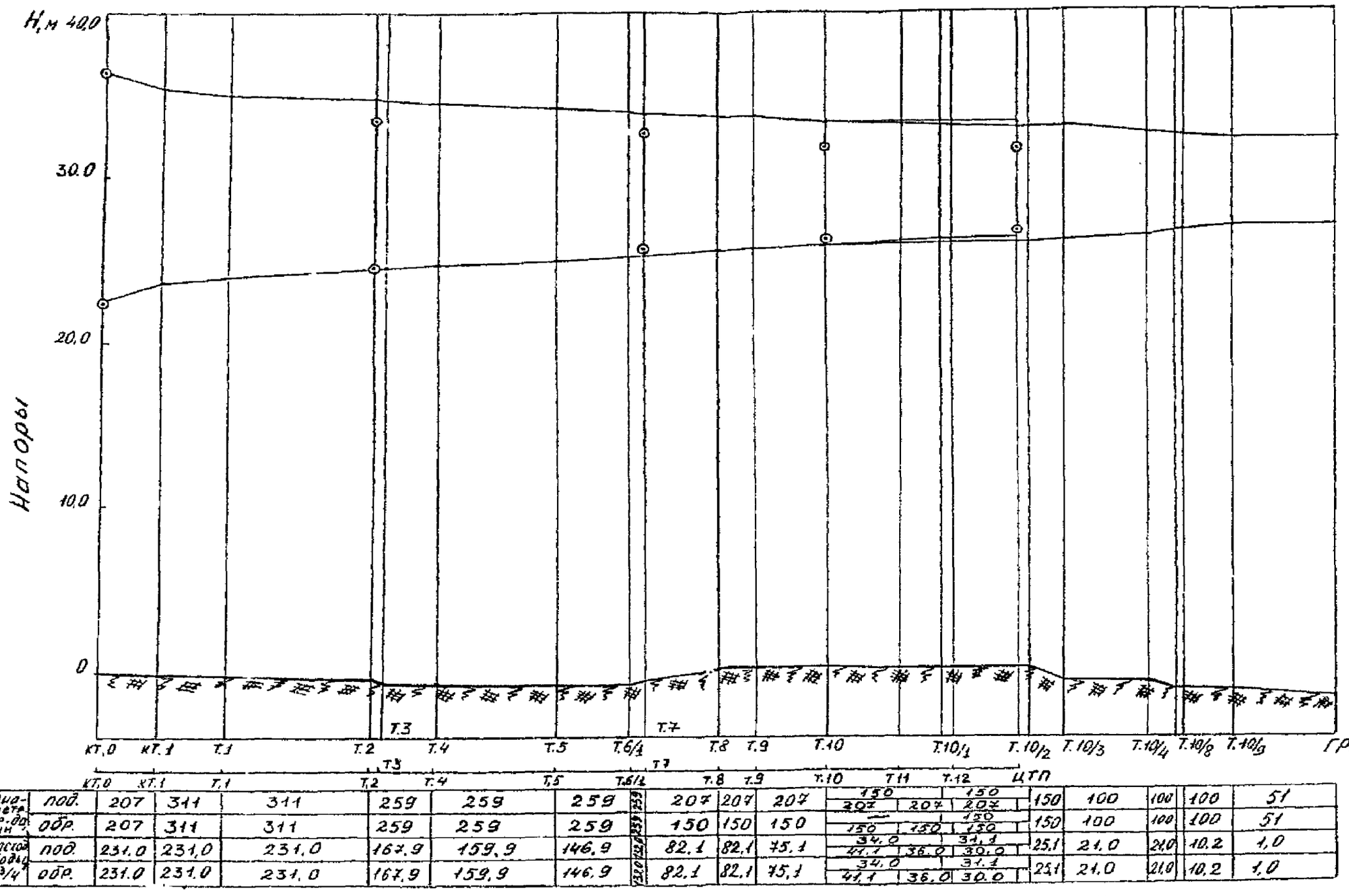
Сопоставление расчетных и измеренных потерь напора на ветвях и результаты расчета фактических гидравлических потерь напора на участках испытываемой сети приведены в таблице АМ.Д.9.

Как следует из результатов сопоставления, отношение измеренных потерь напора на ветвях к расчетным h не превышает 1,15. Прямые измерения расходов при испытаниях в сумме составляют более 60 % расчетной присоединенной нагрузки потребителей. Поэтому второй этап испытаний не проводился.

Фактические гидравлические характеристики участков испытываемой тепловой сети, включая коэффициенты гидравлического трения λ и величину эквивалентной шероховатости $K_э$, приведены в таблице АМ.Д.10.

Полученные в результате испытаний коэффициенты эквивалентной шероховатости трубопроводов в целом по тепловой сети превосходят рекомендуемое в СНиП значение, равное 0,5 мм, несмотря на значительную протяженность переложенных участков. Кроме того, полученные значения $K_э$ не соответствуют характерным их изменениям, обусловленным различными сроками эксплуатации трубопроводов.

Такое состояние может объясняться прежде всего загрязнением тепловой сети, возникшем при перекладке и подключении новых трубопроводов. Поэтому в качестве основного мероприятия по снижению гидравлических потерь следует рекомендовать гидропневматическую промывку тепловой сети.



Диаметр трубопроводов, мм	под.	207	311	311	259	259	259	207	207	207	150 / 207	207	150 / 207	150	100	100	100	51
	обр.	207	311	311	259	259	259	150	150	150	150	150	150	150	100	100	100	51
Расход воды, м³/ч	под.	231,0	231,0	231,0	167,9	159,9	146,9	82,1	82,1	75,1	34,0 / 41,1	36,0	31,1 / 30,0	25,1	21,0	21,0	10,2	1,0
	обр.	231,0	231,0	231,0	167,9	159,9	146,9	82,1	82,1	75,1	34,0 / 41,1	36,0	31,1 / 30,0	25,1	21,0	21,0	10,2	1,0

Рисунок АМ.Д.2 – Пьезометрический график испытываемой тепловой сети

Таблица АМ.Д.1 – Характеристики участков испытываемой тепловой сети

Участок			Линия	Геодезическая отметка оси трубопровода конечного узла, м	Год прокладки	Строительная длина, м	Внутренний диаметр, мм	Предварительная величина эквивалентной шероховатости, мм	Характеристика местных сопротивлений								
начальный узел		конечный узел							коэф,	кол-во шт,	коэф.	кол-во шт.	коэф.	кол-во шт.	коэф	кол-во шт.	сумма коэф.
1	кт.1	кт,0	о	172,6	1998	31,0	207	0,5	1,0	3	0,13	1					3,13
	кт.0	кт,1	п	172,6	1998	30,5	207	0,5	1,0	2							2,0
2	кт.1	т,1	п	172,5	1998	35,3	311	0,5	1,0	5	0,25	1					5,25
	кт.1	т,1	о		1998	35,3	311	0,5	1,0	5							5,0
3	т.1	т,2	п	172,5	1998	77,5	311	0,5	1,0	1					1,0	1	2,0
	т.1	т,2	о		1998	77,5	311	0,5	1,0	1	0,25	1			1,2	1	2,45
4	т.2	т,3	п	172,1	1998	3,0	259	0,5	1,0	2	0,5	1	0,1	1	1,0	1	3,6
	т.2	т,3	о		1998	3,0	259	0,5	1,0	2	0,5	1			1,2	1	3,7
5	т.3	т,4	п	172,0	1997	25,6	259	0,5	1,0	2					1,0	1	3,0
	т.3	т,4	о		1997	25,6	259	0,5	1,0	2					1,2	1	3,2
6	т.4	т,5	п	172,0	1997	65,0	259	0,5	1,0	2					10	1	3,0
	т.4	т,5	о		1997	65,0	259	0,5	1,0	2					1,2	1	3,2
7	т.5	т,6/1	п	172,0	1997	38,0	259	0,5							1,0	1	1,0
	т.5	т,6/1	о		1997	38,0	259	0,5							1,2	1	1,2
8	т.6/1	т,7	п	172,0	1997	1,0	259	0,5	1,0	2					1,0	2	4,0
	т.6/1	т,7	о		1997	1,0	259	0,5	1,0	4	0,25	1			1,2,	2	6,65
9	т.7	т,8	п	172,8	1989	46,5	207	1,5			2,65	1	0,5	1	0,13	1	3,28
	т.7	т,8	о		1997	46,5	150	0,5			2,65	1	0,5	1	1,2	1	4,35
10	т.8	т,9	п	172,8	1989	17,0	207	1,5							1,0	1	1,0
	т.8	т,9	о		1997	17,0	150	0,5							1,2	1	1,2
11	т.9	т,10	п	172,8	1989	38,5	207	1,5							1,0	1	1,0
	т.9	т,10	о		1997	38,5	150	0,5									0,0
12	т.10	т,11	п	172,7	1989	34,5	207	1,5			2,65	1			1,0	1	3,65
	т 10	т,11	о		1997	34,5	150	0,5			2,65	1			1,2	1	3,85
13	т.11	т,12	п	172,8	1989	28,6	207	1,5	1,0	1					1,0	1	2,0
	т.11	т,12	о		1997	28,6	150	0,5	1,0	1					1,2	1	2,2

Участок			Линия	Геодезическая отметка оси трубопровода конечного узла, м	Год прокладки	Строительная длина, м	Внутренний диаметр, мм	Предварительная величина эквивалентной шероховатости, мм	Характеристика местных сопротивлений								
начальный узел		конечный узел							коэф,	кол-во шт,	коэф.	кол-во шт.	коэф.	кол-во шт.	коэф	кол-во шт.	сумма коэф.
14	т.12	ЦТП	п	172,5	1989	53,8	207	1,5	1,0						1,0	1	1,0
	т.12	ЦТП	о		1997	53,8	150	0,5	1,0						1,2	1	0,0
15	т.4	Боксы	п	172,0	1994	36,1	51	0,5	1,0	3			0,5	1	1,5	1	5,0
	т.4	Боксы	о		1994	36,1	51	0,5	1,0	3			0,5	1	1,8	1	5,3
16	т.5	Куз, цех	п	173,0	1995	2,0	51	0,5							1,5	1	1,5
	т.5	Куз, цех	о		1995	2,0	51	0,5							1,8	1	1,8
17	т.6/1	Гараж	п	172,1	1996	5,0	51	0,5							1,5	1	1,5
	т.6/1	Гараж	о		1996	5,0	51	0,5							1,8	1	1,8
18	т.9	Автокл,	п	172,5	1996	12,5	51	0,5					0,5	1	1,5	1	2,0
	т.9	Автокл,	о		1996	12,5	51	0,5					0,5	1	1,8	1	2,3
19	т.11	Гелевая	п	172,5	1996	15,0	51	0,5					0,5	1	1,5	1	2,0
	т.11	Гелевая	о		1996	15,0	51	0,5					0,5	1	1,8	1	2,3
20	т.12	Ц, склад	п	172,8	1987	23,5	82	1,5	1,0	8			0,5	1	1,5	1	10,00
	т.12	Ц, склад	о		1987	23,5	82	1,5	1,0	7			0,5	1	1,8	1	9,3
21	т.2	т,2/1	п	171,0	1997	3,8	125	0,5	1,0	3	0,3	1			1,5	1	5,0
	т.2	т,2/1	о		1997	3,8	125	0,5	1,0	4	0,5	1	0,15	1	1,8	1	6,45
22	т.2/1	т,2/2	п	171,0	1997	1,5	150	0,5					1,25	1	1,0	1	1,25
	т.2/1	т,2/2	о		1997	1,5	150	0,5							1,2	1	1,2
23	т.2/2	т,2/3	п	172,0	1997	5,5	150	0,5	1,0	1					1,0		2,0
	т.2/2	т,2/3	о		1997	5,5	150	0,5	1,0	1					1,2		2,2
24	т.2/3	т,2/4	п	172,0	1997	2,0	150	0,5	1,0	2	0,5	1					2,5
	т.2/3	т,2/4	о		1997	2,0	150	0,5	1,0	2	0,5	1	0,25	1			2,75
25	т.2/4	т,2/5	п	172,0	1985	49,0	100	1,5	1,0	2			0,13	1	1,0	1	3,13
	т.2/4	т,2/5	о		1985	49,0	100	1,5	1,0	2			0,25	1	1,2	1	3,45
26	т.2/5	т,2/6	п	172,0	1987	44,0	82	1,5	1,0	1			0,13	1	1,0	1	2,13
	т.2/5	т,2/б	о		1987	44,0	82	1,5	1,0	1			0,25	1	1,2	1	2,45
27	т.2/2	т,2/2-1	п	172,0	1983	80,7	82	2,0	1,0	8	0,5	1	0,13	1	1,5	1	10,13

Участок			Линия	Геодезическая отметка оси трубопровода конечного узла, м	Год прокладки	Строительная длина, м	Внутренний диаметр, мм	Предварительная величина эквивалентной шероховатости, мм	Характеристика местных сопротивлений								
начальный узел		конечный узел							коэф,	кол-во шт,	коэф.	кол-во шт.	коэф.	кол-во шт.	коэф	кол-во шт.	сумма коэф.
	т.2/2	т,2/2-1	о		1983	80,7	82	2,0	1,0	7	0,5	1	0,25	1	1,8	1	9,55
28	т.2/2-1	РММ	п	172,0	1990	0,5	82	1,0									5,5
	т.2/2-1	РММ	о		1991	0,5	82	1,0									6,3
29	т.2/3	ГСУ	п	171,5	1987	35,0	82	1,5	1,0	2	0,5	2			1,5	1	4,5
	т.2/3	ГСУ	о		1987	35,0	82	1,5	1,0	2	0,5	2			1,8	1	4,8
30	т.2/5	Пав-он	п	171,5	1987	17,0	94	1,5	1,0	3	0,5	2			1,5	1	5,5
	т.2/5	Пав-он	о		1987	17,0	82	1,5	1,0	3	0,5	2			1,8	1	5,8
31	т.2/6	Стр, цех	п	171,5	1987	28,0	82	1,5	1,0	3	0,5	3					4,0
	т.2/6	Стр, цех	о		1987	28,0	82	1,5	1,0	3	0,5	3					4,0
32	т.2/6	Насосн,	п	171,0	1987	25,0	51	1,5			0,5	2			1,5	1	2,5
	т.2/6	Насосн,	о		1987	25,0	51	1,5			0,5	2			1,8	1	2,8
33	т.7	т,7/1	п	173,0	1989	50,5	207	1,5	1,0	7	0,5	1	1,0	1	1,5	1	10,0
	т.7	т,7/1	о		1996	51,5	150	0,5	1,0	7	0,5	1			1,8	1	9,3
34	т.7/1	т,7/2	п	173,0	1996	5,5	100	0,5	1,0	4	0,5	1			1,5	1	6,0
	т.7/1	т,7/2	о		1996	2,3	100	0,5	1,0	4	0,5	1			1,8	1	6,3
35	т.7/2	т,7/3	п	173,0	1996	76,0	82	0,5	1,0	8	0,5	1			1,0	1	9,5
	т.7/2	т,7/3	о		1996	66,0	82	0,5	1,0	8	0,5	1			1,2	1	9,7
36	т.7/1	Инж,кор	п	172,9	1996	0,1	100	0,5									0
	т.7/1	Инж,кор	о		1996	0,1	100	0,5									0
37	т.7/3	Прох,2	п	172,5	1984	8,0	51	1,5	1,0	10	0,5	2	0,13	1	1,5	1	12,63
	т.7/3	Прох,2	о		1984	8,0	51	1,5	1,0	10	0,5	2	0,25	1	1,8	1	13,05
38	т.7/3	Ангар	п	171,8	1984	10,0	82	1,5									0
	т.7/3	Ангар	о		1984	10,0	82	1,5									0
39	т.7/2	т,7/2а	п	172,0	1995	72,0	100	0,5	1,0	11	0,5	2					12,0
	т.7/2	т,7/2а	о		1995	68,0	100	0,5	1,0	10	0,5	2					11,0
40	т.7/2а	Лаб, к,	п	172,0	1983	12,0	82	1,5	1,0	4	0,5	2	0,13	1	1,5	1	6,63
	т.7/2а	Лаб, к,	о		1983	10,0	82	1,5	1,0	4	0,5	2	0,25	1	1,8	1	7,05

Участок			Линия	Геодезическая отметка оси трубопровода конечного узла, м	Год прокладки	Строительная длина, м	Внутренний диаметр, мм	Предварительная величина эквивалентной шероховатости, мм	Характеристика местных сопротивлений								
начальный узел		конечный узел							коэф,	кол-во шт,	коэф.	кол-во шт.	коэф.	кол-во шт.	коэф	кол-во шт.	сумма коэф.
41	т.10	т,10/1	п	172,8	1996	60,5	150	0,5	1,0	3	0,5	1	1,0	1	1,5	1	6,0
42	т.7	т,10а	о	172,8	1996	102,0	150	0,5	1,0	3	0,5	1	2,65	1	1,8	1	7,95
43	т.10а	т,10/1	о	172,8	1996	59,0	150	0,5	1,0	1					1,2	1	2,2
44	т.10/1	т,10/2	п	172,8	1997	43,5	150	0,5	1,0	4			1,0	1	1,5	1	6,5
	т.10/1	т,10/2	о		1997	43,5	150	0,5	1,0	5			1,2	1	1,8	1	8,0
45	т.10/2	т,10/3	п	172,0	1997	23	150	0,5	1,0	1					1,0	1	2,0
	т.10/2	т,10/3	о		1997	23	150	0,5	1,0	1					1,2	1	2,2
46	т.10/3	т,10/4	п	172,0	1997	43	100	0,5									0,13
	т.10/3	т,10/4	о		1997	43	100	0,5									0,25
47	т.10/4	т,10/7	п	171,5	1997	16,3	100	0,5	1,0	2					1,0	1	3,0
	т.10/4	т,10/7	о		1997	18,7	100	0,5	1,0	2					1,2	1	3,2
48	т.10/7	т,10/8	п	171,5	1997	1,5	100	0,5	1,0	1					1,0	1	2,0
	т.10/7	т,10/8	о		1997	1,5	100	0,5	1,0	1					1,2	1	2,2
49	т.10/8	т,10/9	п	171,5	1997	26	100	0,5	1,0	1					1,0	1	2,0
	т.10/8	т,10/9	о		1997	26	100	0,5	1,0	1					1,2	1	2,2
50	т.10/9	НТЦ	п	171,0	1997	7,5	70	0,5	1,0	2					1,5	1	4,8
	т.10/9	НТЦ	о		1997	6,0	70	0,5	1,0	2					1,8	1	5,3
51	т.10/9	ГРП	п	171,0	1983	58	51	1,5	1,0	6	0,5	1	0,13	1			6,63
	т.10/9	ГРП	о		1983	58	51	1,5	1,0	6	0,5	1	0,25	1			6,75
52	т.10/1	т,10/1а	п	171,8	1983	15,5	82	1,5	1,0	4	0,5	1	0,13				4,63
	т.10/1	т,10/1а	о		1983	15,5	82	1,5	1,0	4	0,5	1	0,25				4,75
53	т.10/1а	Заг, цех	п	171,5	1983	33,0	51	1,5	1,0	1	0,5	1	0,13				4,63
	т.10/1а	Заг, цех	о		1983	33,0	51	1-5 _,	1,0	1	0,5	1	0,25				1,75
54	т.10/2	УПЧУ	п	171,2	1994	12,0	51	0,5	1 0	4	05	2	0,13	1	1,5	1	6,63
	т.10/2	УПЧУ	о		1994	12,0	51	0,5	1,0	4	0,5	2			1,8	1	6,80
55	т.10/3	Лаб, вг	п	171,0	1994	5,5	51	0,5	1,0	4	0,5	2	0,13	1	1,5	1	6,63
	т.10/3	Лаб, вг	п		1994	5,5	51	0,5	1,0	4	0,5	2			1,8	1	6,80

Участок			Линия	Геодезическая отметка оси трубопровода конечного узла, м	Год прокладки	Строительная длина, м	Внутренний диаметр, мм	Предварительная величина эквивалентной шероховатости, мм	Характеристика местных сопротивлений								
начальный узел		конечный узел							коэф,	кол-во шт,	коэф.	кол-во шт.	коэф.	кол-во шт.	коэф	кол-во шт.	сумма коэф.
56	т.10/7	Т,10/7а	п	171,0	1994	11,5	51	0,5	1,0	2			1,0	1	1,5	1	4,5
	т.10/7	т,10/7а	о		1994	11,5	51	0,5	1,0	2			1,2	1	1,8	1	5,0
57	т.10/7а	Маст,		171,0	1994	12,5	40	0,5								•	
58	т.10/7а	УВИ	п	171,0	1994	12,5	51	0,5	1,0	3	0,5	1					3,5
	т.10/7а	УВИ	о		1994	12,5	51	0,5	1,0	3	0,5	1					3,5
59	т.10/8	Серооч,	п	170,8	1981	25	51	1,5	1,0	2	0,5	2			1,5	1	4,5
	т.10/8	Серооч,	о		1981	25	51	1,5	1,0	2	0,5	2			1,8	1	4,8

Таблица АМ.Д.2 – Характеристики потребителей испытываемой тепловой сети

Наименование	Расчетная нагрузка, Гкал/ч				Расчетные расходы воды, $м^3/ч$				Наличие расходомеров и регистрация расходов			Измерения давлений (тип прибора)	
	отопление	вентиляция	ГВС средняя	всего	отопление	вентиляция	ГВС	всего	под.	обр.	регист.	под.	обр.
1 РММ	0,440			0,4400	12,57			12,57					
2 ГСУ	0,200	0,180		0,3800	5,72	5,14		10,86					
3 Павильон	0,790			0,7900	22,60			22,60	да		да	МТИ	МТИ
4 Строй. цех	0,150	0,160		0,3100	4,26	4,54		8,90					
5 Насосная	0,060			0,0600	1,70			1,70					
6 Боксы	0,260			0,2600	7,40			7,40	да		да	МТИ	МТИ
7 Кузн. цех	0,230	0,19		0,4200	6,57	5,43		12,00	да		да	МТИ	МТИ
8 Гараж	0,470			0,4700	13,43			13,43					
9 Инж. корпус	0,350	0,260		0,6100	10,00	7,40		17,40					
10 Ангар	0,390			0,3900	11,10			11,10					
11 Проход. 2	0,130			0,1300	3,70			3,70					
12 Лаб. корпус	0,180	0,300		0,4800	5,14	8,56		13,70					
13 Автоклав.	0,220			0,2200	6,29			6,29					
14 Загот. цех	0,090			0,0900	2,57			2,57					
15 Лаб.	0,130			0,1300	3,71			3,71				МТИ	МТИ

Наименование	Расчетная нагрузка, Гкал/ч				Расчетные расходы воды, $м^3/ч$				Наличие расходомеров и регистрация расходов			Измерения давлений (тип прибора)	
	отопление	вентиляция	ГВС средняя	всего	отопление	вентиляция	ГВС	всего	под.	обр.	регист.	под.	обр.
ВНИИГ													
16 УПЧУ	0,070	0,120		0,190	2,00	3,43		5,43					
17 УВИ	0,090			0,0900	2,57			2,57					
18 Мастерск.	0,060			0,0600	1,71			1,71					
19 НТЦ	0,110	0,180		0,2900	3,14	5,15		8,29	да		да	МТИ	МТИ
20 Сероочист.	0,050	0,140		0,1900	1,43	4,00		5,43					
21 ГРП	0,030			0,0300	0,86			0,86					
22 Гелевая	0,160			0,1600	4,57			4,57					
23 Цент. склад	0,190			0,1900	5,43			5,43					
24 ЦТП	0,900			0,9000	25,70			25,70	да		да	МТИ	МТИ
ИТОГО:	5,750	1,530		7,280	164,2	43,7		207,9					

Таблица АМ.Д.3 -Поправки на разность высот установки манометров

Контрольная точка	Линия	Статическое давление p_c, кг/см^2	Напор H, м	Поправка $\Delta H_г$, м
Коллектор котельной кт.0	п	2,61	26.2	+1,2
	о	2,49	5.0	0,0
т.2	п	2,52	25.3	+0,3
	о	2,55	25.6	+0,6
Павильон	п	2,49	25.0	0,0
	о	2,55	25.6	+0,6
т.7	п	2,64	26.5	+1,5
	о	2,58	25.9	+0,9
т.10 ответв. на ЦТП ответв. на НТЦ	п	2,61	26.2	+1,2
	о	2,64	26.5	+1,5
	о	2,61	26.2	+1,2
ЦТП	п	2,67	26.8	+1,8
	о	2,67	26.8	+1,8
НТЦ	п	2,58	25.9	+0,9
	о	2,58	25.9	+0,9
Примечание – Плотность воды принята равной 999.2 кг/м^3 при ее температуре 16.0 °С				

Таблица АМ.Д.4 – Результаты измерения давлений в контрольных точках сети

Контрольная точка	Линия	Давление p, кгс/см^2	Пьезометрический напор $H_р = p \cdot 10^4/\rho$, м	Поправка на высоту установки манометра, $\Delta H_г$, м	Полный напор H, м
Коллектор котельной	п	3,51	35,2	+1,2	36,4
кт.0	о	2,24	22,5	0,0	22,5
т.2	п	3,30	33,1	+0,3	33,4
	о	2,38	23,9	+0,6	24,5
Павильон	п	2,95	29,6	0,0	29,6
	о	2,82	28,3	+0,6	28,9
т.7	п	3,08	30,9	+1,5	32,4
	о	2,46	24,7	+0,9	25,6
т.10	п	3,06	30,7	+1,2	31,9
ответв. на ЦТП	о	2,46	24,7	+1,5	26,2
ответв. на НТЦ	о	2,47	24,Н	+1,2	26,0
ЦТП	п	2,90	30,0	+1,8	31,8
	о	2,48	24,9	+1,8	26,7
НТЦ	п	2,95	29,6	+0,9	30,5
	о	2,65	26,6	+0,9	27,5

Таблица АМ.Д.5 -Осредненные результаты измерения расходов

Место измерения (потребитель или участок)	Линия	Расход, $м^3/ч$	Примечание
1 Котельная	п	231,0	у.з.р.
2 т.2/3-т.2/4	п	37,0	у.з.р.
3 т.7-т.7/1	п	49,9	у.з.р.
4 Павильон	п	25,0	эл. расх.
5 Боксы	п	8,0	эл. расх.
6 Кузнеч. цех	п	13,0	эл. расх.
7 НТЦ	п	9,2	эл. расх.
8 ЦТП	п	30,0	эл. расх.
Условные обозначения: у.з.р. – ультразвуковой переносной расходомер; эл. расх. – стационарный электромагнитный расходомер узла учета			

Таблица АМ.Д.6 – Расходы воды у потребителей при испытаниях

Наименование	Линия	Расчетный расход воды, $м^3/ч$	Расход воды при испытаниях, $м^3/ч$	Примечание
1 РММ	п	12,57	14,0	
2 ГСУ	п	10,86	12,1	
3 Павильон	п	22,60	25,0	Измер.
4 Строй, цех	п	8,90	10,0	
5 Насосная	п	1,70	2,0	
6 Боксы	п	7,40	8,0	Измер.
7 Кузн. цех	п	12,00	13,0	Измер.
8 Гараж	п	13,43	14,9	
9 Инж. корпус	п	17,40	19,0	Измер.
10 Ангар	п	11,10	12,0	
11 Проход. 2	п	3,70	4,0	
12 Лаб. корпус	п	13,70	14,9	
13 Автоклав.	п	6,29	7,0	
14 Загот. цех	п	2,57	2,9	
15 Лаб. ВНИИГ	п	3,71	4,1	
16 УПЧУ	п	5,43	6,0	
17 УВИ	п	2,57	2,9	
18 Мастерск.	п	1,71	1,9	
19 НТЦ	п	8,29	9,2	Измер.
20 Сероочист.	п	5,43	6,0	
21 ГРП	п	0,86	1,0	
22 Гелевая	п	4,57	5,1	
23 Цент, склад	п	5,43	6,0	
24 ЦТП	п	25,70	30,0	Измер.
ИТОГО:		207.9	231,0	

Таблица АМ.Д.7 – Результаты гидравлического расчета подающей линии сети при фактических расходах воды

Полный напор в узле кт. от 0 до 36,4 м

Начальный узел	Конечный узел	Гидравлическое сопротивление S_y, $(м \cdot ч^2)/м^6$	Расход воды на участке V_y, $м^3/ч$	Потери напора ΔH, м	Полный напор в кон. узле H, м
1 кт.0	кт.1	$1,94 \cdot 10^{-5}$	231,0	1,04	35,4
2 кт.1	т.1	$5,28 \cdot 10^{-6}$	231,0	0,28	35,1
3 т.1	т.2	$5,11 \cdot 10^{-6}$	231,0	0,27	34,9
4 т.2	т.3	$5,48 \cdot 10^{-6}$	167,9	0,15	34,7
5 т.3	т.4	$7,48 \cdot 10^{-6}$	167,4	0,21	34,5
6 т.4	т.5	$1,25 \cdot 10^{-5}$	159,9	0,32	34,2
7 т.5	т.6/1	$6,22 \cdot 10^{-6}$	146,9	0,13	34,0
8 т.6/1	т.7	$6,67 \cdot 10^{-6}$	132,0	0,12	33,9
9 т.7	т.8	$3,65 \cdot 10^{-5}$	82,1	0,25	33,7
10 т.8	т.9	$1,26 \cdot 10^{-5}$	82,1	0,09	33,6
11 т.9	т.10	$2,42 \cdot 10^{-5}$	75,1	0,14	33,4
12 т.10	т.11	$3,13 \cdot 10^{-5}$	41,1	0,05	33,4
13 т.11	т.12	$2,24 \cdot 10^{-5}$	36,0	0,03	33,4
14 т.12	ЦТП	$3,25 \cdot 10^{-5}$	30,0	0,03	33,3
15 т.4	Боксы	$2,78 \cdot 10^{-2}$	8,0	1,78	32,7
16 т.5	Куз. цех	$1,54 \cdot 10^{-3}$	13,0	0,26	33,9
17 т.6/1	Гараж	$3,84 \cdot 10^{-3}$	14,9	0,85	33,2
18 т.9	Автокл.	$9,61 \cdot 10^{-3}$	7,0	0,47	33,1
19т.11	Гелевая	$1,15 \cdot 10^{-2}$	5,1	0,30	33,1
20 т.12	Ц. склад	$3,05 \cdot 10^{-3}$	6,0	0,11	33,3
21 т.2	т.2/1	$1,53 \cdot 10^{-4}$	63,1	0,61	34,2
22 т.2/1	т.2/2	$1,69 \cdot 10^{-5}$	63,1	0,07	34,2
23 т.2/2	т.2/5	$3,74 \cdot 10^{-5}$	49,1	0,09	34,1
24 т.2/3	т.2/4	$3,59 \cdot 10^{-5}$	37,0	0,05	34,0
25 т.2/4	т.2/5	$1,40 \cdot 10^{-3}$	37,0	1,92	32,1
26 т.2/5	т.2/6	$3,37 \cdot 10^{-3}$	12,0	0,48	31,6
27 т.2/2	т.2/2-1	$3,41 \cdot 10^{-3}$	14,0	0,67	33,5
28 т.2/2-1	РММ	$3,68 \cdot 10^{-5}$	14,0	0,01	33,5
29 т.2/3	ГСУ	$3,07 \cdot 10^{-3}$	12,1	0,45	33,6
30 т.2/5	Пав-он	$1,03 \cdot 10^{-3}$	25,0	0,64	31,5
31 т.2/6	Стр. цех	$2,51 \cdot 10^{-3}$	10,0	0,25	31,4
32 т.2/6	Насосн.	$2,34 \cdot 10^{-2}$	2,0	0,09	31,5
33 т.7	т.7/1	$6,19 \cdot 10^{-5}$	49,9	0,15	33,8
34 т.7/1	т.7/2	$4,85 \cdot 10^{-4}$	30,9	0,46	33,3
35 т.7/2	т.7/3	$5,36 \cdot 10^{-3}$	16,0	1,37	31,9
36 т.7/1	Инж. кор	$2,15 \cdot 10^{-6}$	19,0	0,00	33,8
37 т.7/3	Прох. 2	$7,51 \cdot 10^{-3}$	4,0	0,12	31,8
38 т.7/3	Ангар	$7,76 \cdot 10^{-4}$	12,0	0,11	31,8
39 т.7/2	т.7/2а	$2,11 \cdot 10^{-3}$	14,9	0,47	32,8
40 т.7/2а	Лаб. к.	$1,77 \cdot 10^{-3}$	14,9	0,39	32,4
41 т.10	т.10/1	$2,10 \cdot 10^{-4}$	34,0	0,24	33,2
42 т.10/1	т.10/2	$1,79 \cdot 10^{-4}$	31,1	0,17	33,0
43 т.10/2	т.10/3	$7,63 \cdot 10^{-5}$	25,1	0,05	33,0
44 т.10/3	г.10/4	$8,11 \cdot 10^{-4}$	21,0	0,36	32,6
45 т.10/4	т.10/7	$4,96 \cdot 10^{-4}$	21,0	0,22	32,4

Начальный узел	Конечный узел	Гидравлическое сопротивление S_y, $(м·ч^2)/м^6$	Расход воды на участке V_y, $м^3/ч$	Потери напора ΔH, м	Полный напор в кон. узле H, м
46 т.10/7	т.10/8	$1,56·10^{-4}$	16,2	0,04	32,4
47 т.10/8	т.10/9	$6,13·10^{-4}$	10,2	0,06	32,3
48 т.10/9	НТЦ	$2,19·10^{-3}$	9,2	0,18	32,1
49 т.10/9	ГРП	$5,51·10^{-2}$	1,0	0,06	32,3
50 т.10/1	т.10/1а	$1,73·10^{-3}$	2,9	0,01	33,2
51 т.10/1а	Заг. цех	$2,93·10^{-2}$	2,9	0,25	32,9
52 т.10/2	УПЧУ	$8,84·10^{-3}$	6,0	0,32	32,7
53 т.10/3	Лаб. вг	$4,05·10^{-3}$	4,1	0,07	32,9
54 т.10/7	т.10/7а	$1,16·10^{-2}$	4,8	0,27	32,1
55 т.10/7а	Маст.	$3,30·10^{-2}$	1,9	0,12	32,0
56 т.10/7а	УВИ	$1,13·10^{-2}$	2,9	0,10	32,0
57 т.10/8	Серооч.	$2,53·10^{-2}$	6,0	0,91	31,5

Таблица АМ.Д.8 – Результаты гидравлического расчета обратной линии сети при фактических расходах воды

Полный напор в узле кт.0 – 22.5 м

Начальный узел	Конечный узел	Гидравлическое сопротивление S_y, $(м·ч^2)/м^6$	Расход воды на участке V_y, $м^3/ч$	Потери напора ΔH, м	Полный напор в кон. узле H, м
1 кт.0	кт.1	$2,36·10^{-5}$	-231,0	1,26	23,8
2 кт.1	т.1	$5,11·10^{-6}$	-231,0	0,27	24,0
3 т.1	т.2	$5,41·10^{-6}$	-231,0	0,29	24,3
4 т.2	т.3	$5,62·10^{-6}$	-167,9	0,16	24,5
5 т.3	т.4	$7,77·10^{-6}$	-167,9	0,22	24,7
6 т.4	т.5	$1,27·10^{-5}$	-159,9	0,33	25,0
7 т.5	т.6/1	$6,50·10^{-6}$	-146,9	0,14	25,2
8 т.6/1	т.7	$1,04·10^{-5}$	-132,0	0,18	25,3
9 т.7	т.8	$1,58·10^{-4}$	-48,1	0,37	25,7
10 т.8	т.9	$5,29·10^{-5}$	-48,1	0,12	25,8
11 т.9	т.10	$8,55·10^{-5}$	-41,1	0,14	26,0
12 т.10	т.11	$1,25·10^{-4}$	-41,1	0,21	26,2
13 т.11	т.12	$9,12·10^{-5}$	-36,0	0,12	26,3
14 т.12	ЦТП	$1,20·10^{-4}$	-30,0	0,11	26,4
15 т.4	Боксы	$2,81·10^{-2}$	-8,0	1,80	26,5
16 т.5	Куз. цех	$1,54·10^{-3}$	-13,0	0,26	25,3
17 т.6/1	Гараж	$3,84·10^{-3}$	-14,9	0,85	26,0
18 т.9	Автокл.	$9,61·10^{-3}$	-7,0	0,47	26,3
19 т.11	Гелевая	$1,15·10^{-2}$	-5,1	0,30	26,5
20 т.12	Ц. склад	$2,95·10^{-3}$	-6,0	0,11	26,4
21 т.2	т.2/1	$1,90·10^{-4}$	-63,1	0,76	25,1
22 т.2/1	т.2/2	$1,62·10^{-5}$	-63,1	0,06	25,1
23 т.2/2	т.2/3	$3,99·10^{-5}$	-49,1	0,10	25,2
24 т.2/3	т.2/4	$3,91·10^{-5}$	-37,0	0,05	25,3
25 т.2/4	т.2/5	$1,42·10^{-3}$	-37,0	1,95	27,2
26 т.2/5	т.2/6	$3,41·10^{-3}$	-12,0	0,49	27,7
27 т.2/2	т.2/2-1	$3,41·10^{-3}$	-14,0	0,67	25,8
28 т.2/2-1	РММ	$3,68·10^{-5}$	-14,0	0,01	25,8

Начальный узел	Конечный узел	Гидравлическое сопротивление $S_у$, (м·ч^2)/м^6	Расход воды на участке $V_у$, м^3/ч	Потери напора ΔH, м	Полный напор в кон. узле H, м
29 т.2/3	ГСУ	$3{,}11\cdot10^{-3}$	-12,1	0,46	25,7
30 т.2/5	Пав-он	$2{,}00\cdot10^{-3}$	-25,0	1,25	28,5
31 т.2/6	Стр. цех	$2{,}51\cdot10^{-3}$	-10,0	0,25	28,0
32 т.2/6	Насосн.	$2{,}37\cdot10^{-2}$	-2,0	0,09	27,8
33 т.7	т.7/1	$2{,}32\cdot10^{-4}$	-49,9	0,58	25,9
34 т.7/1	т.7/2	$4{,}45\cdot10^{-4}$	-30,9	0,42	26,3
35 т.7/2	т.7/3	$4{,}86\cdot10^{-3}$	-16,0	1,24	27,6
36 т.7/1	Инж. кор.	$2{,}15\cdot10^{-6}$	-19,0	0,00	25,9
37 т.7/3	Прох. 2	$7{,}51\cdot10^{-3}$	-4,0	0,12	27,7
38 т.7/3	Ангар	$7{,}76\cdot10^{-4}$	-12,0	0,11	27,7
39 т.7/2	т.7/2а	$1{,}97\cdot10^{-3}$	-14,9	0,44	26,8
40 т.7/2а	Лаб. к.	$1{,}69\cdot10^{-3}$	-14,9	0,38	27,2
41 т.7	т.10а	$3{,}27\cdot10^{-4}$	-34,0	0,38	25,7
42 т.10а	т.10/1	$1{,}59\cdot10^{-4}$	-34,0	0,18	25,9
43 т.10/1	т.10/2	$1{,}97\cdot10^{-4}$	-31,1	0,19	26,1
44 т.10/2	т.10/3	$7{,}88\cdot10^{-5}$	-25,1	0,05	26,1
45 т.10/3	т.10/4	$8{,}19\cdot10^{-4}$	-21,0	0,36	26,5
46 т.10/4	т.10/7	$5{,}53\cdot10^{-4}$	-21,0	0,24	26,8
47 т.10/7	т.10/8	$1{,}68\cdot10^{-4}$	-16,2	0,04	26,8
48 т.10/8	т.10/9	$6{,}26\cdot10^{-4}$	-10,2	0,07	26,9
49 т.10/9	НТЦ	$2{,}14\cdot10^{-3}$	-9,2	0,18	27,0
50 т.10/9	ГРП	$5{,}52\cdot10^{-2}$	-1,0	0,06	26,9
51 т.10/1	т.10/1а	$1{,}75\cdot10^{-3}$	-2,9	0,01	25,9
52 т.10/1а	Заг. цех	$2{,}95\cdot10^{-2}$	-2,9	0,25	26,2
53 т.10/2	УПЧУ	$8{,}84\cdot10^{-3}$	-6,0	0,32	26,4
54 т.10/3	Лаб. вг	$4{,}05\cdot10^{-3}$	-4,1	0,07	26,2
55 т.10/7	т.10/7а	$1{,}21\cdot10^{-2}$	-4,8	0,28	27,0
56 т.10/7а	Маст.	$3{,}30\cdot10^{-2}$	-1,9	0,12	27,1
57 т.10/7а	УВИ	$1{,}13\cdot10^{-2}$	-2,9	0,10	27,1
58 т.10/8	Серооч.	$2{,}56\cdot10^{-2}$	-6,0	0,92	27,7

Таблица АМ.Д.9 – Распределение потерь напора по участкам сети

Контрольные точки ветви нач. – кон.	Линия	Расчетные потери напора на ветви, $\Delta H^{р}$ м	Потери напора при испытаниях $\Delta H^{и}$, м	$h=\frac{\Delta H^{и}}{\Delta H^{р}}$	Участок ветви		Расчетные потери напора на участке $\Delta H_{у}^{р}$ $\Delta H_{у}^{р}$, м	Потери напора при испытаниях $\Delta H_{у}^{и}=\Delta H_{у}^{р}\cdot h$, м
					нач.	кон.		
кт.0 – т.2	п	1,59	1,50	0,943	кт.0	кт.1	1,04	0,98
					кг.1	т.1	0,28	0,26
					т.1	т.2	0,27	0,25
	о	1,82	2,00	1,099	кт.0	кт.1	1,26	1,38
					кт.1	т.1	0,27	0,30
					т.1	т.2	0,29	0,32
т.2-павильон	п	3,33	3,38	1,124	т.2	т.2/1	0,61	0,69
					т.2/1	т.2/2	0,07	0,08
					т.2/2	т.2/3	0,09	0,10
					т.2/3	т.2/4	0,05	0,05
					т.2/4	т.2/5	1,92	2,16
					т.2/5	Павильон	0,64	0,72
	о	4,17	4,40	1,055	т.2	т.2/1	0,76	0,80
					т.2/1	т.2/2	0,06	0,063
					т.2/2	т.2/3	0,10	0,11
					т.2/3	т.2/4	0,05	0,05
					т.2/4	т.2/5	1,95	2,06
					т.2/5	Павильон	1,25	1,32
т.2-т.7	п	0,93	1,00	1,075	т.2	т.3	0,15	0,16
					т.3	т.4	0,21	0,23
					т.4	т.5	0,32	0,34
					т.5	т.6/1	0,13	0,14
т.2-т.7	п	0,93	1,00	1,075	т.6/1	т.7	0,12	0,13
	о	1,03	1,10	1,068	т.2	т.3	0,16	0,17
					т.3	т.4	0,22	0,23
					т.4	т.5	0,33	0,35
					т.5	т.6/1	0,14	0,15
					т.6/1	т.7	0,18	0,192
т.7-т.10	п	0,48	0,50	1,042	т.7	т.8	0,25	0,26
					т.3	т.9	0,09	0,094
					т.9	т.10	0,14	0,146
	о	0,63	0,60	0,952	т.7	т.8	0,37	0,35
					т.8	т.9	0,12	0,11
					т.9	т.10	0,14	0,13
т.7-т.10а	о	0,38	0,40	1,053	т.7	т.10а	0,38	0,40
т.10-ЦТП	п	0,11	0,10*	0,909	т.10	т.11	0,05	0,05*
					т.11	т.12	0,03	0,03*
					т.12	ЦТП	0,03	0,03*
	о	0,44	0,50	1,136	т.10	т.11	0,21	0,24
					т.11	т.12	0,12	0,14
					т.12	ЦТП	0,11	0,12

Контрольные точки ветви нач. – кон.	Линия	Расчетные потери напора на ветви, $\Delta H^{р}$ м	Потери напора при испытаниях $\Delta H^{и}$, м	$h=\frac{\Delta H^{и}}{\Delta H^{р}}$	Участок ветви		Расчетные потери напора на участке $\Delta H_{у}^{р}$ $\Delta H_{у}^{р}$, м	Потери напора при испытаниях $\Delta H_{у}^{и}=\Delta H_{у}^{р}\cdot h$, м
					нач.	кон.		
т.10-НТЦ	п	1,32	1,40	1,061	т.10	т.10/1	0,24	0,255
					т.10/1	т.10/2	0,17	0,18
					т.10/2	т.10/3	0,05	0,054
					т.10/3	т.10/4	0,36	0,382
					т.10/4	т.10/7	0,22	0,233
					т.10/7	т.10/8	0,04	0,042
					т.10/8	т.10/9	0,06	0,064
					т.10/9	НТЦ	0,18	0,19
т.10а-НТЦ	о	1,31	1,50	1,145	т.10а	т.10/1	0,18	0,206
					т.10/1	т.10/2	0,19	0,218
					т.10/2	т.10/3	0,05	0,057
					т.10/3	т.10/4	0,36	0,412
					т.10/4	т.10/7	0,24	0,275
					т.10/7	т.10/8	0,04	0,046
					т.10/8	т.10/9	0,07	0,08
					т.10/9	НТЦ	0,18	0,206
Примечание – На ветви т.10-ЦТП потери напора в подающей линии, обозначенные (*), существенно меньше достижимой точности измерений, поэтому для участков этой ветви в результатах приняты расчетные значения.								

Таблица АМ.Д.10 – Гидравлические характеристики участков по результатам испытаний

Участок сети		Линия	Длина L, м	Внутренний диаметр $D_{в}$, мм	Суммарный коэффициент местных потерь $\Sigma\xi$,	Расход воды V, м^3/ч	Скорость w, м/с	Общая потеря напора ΔH, м	Гидравлическое сопротивление S, (м·ч^2)/м^6	Коэффициент гидравлического трения λ.	Эквивалентная шероховатость $K_{э}$, мм
нач.	конечн.										
1 кт.1	кт.0	о	31,0	207	3,13	231,0	1,907	0,98	$1{,}84\cdot10^{-5}$	0,0145	0,06
кт.0	кт.1	п	30,5	207	2,0			1,45	$2{,}59\cdot10^{-5}$	0,0371	2,68
2 кт.1	т.1	п	35,3	311	5,25	231,0	0,845	0,26	$4{,}87\cdot10^{-6}$	0,0168	0,17
кт.1	т.1	о	35,3	311	5,0			0,31	$5{,}62\cdot10^{-6}$	0,0290	1,50
3 т.1	т.2	п	77,5	311	2,0	231,0	0,845	0,25	$4{,}69\cdot10^{-6}$	0,0196	0,31
т.1	т.2	о	77,5	311	2,45			0,33	$6{,}00\cdot10^{-6}$	0,0255	0,90
4 т.2	т.2/1	п	3,8	125	5,0	63,1	1,429	0,69	$1{,}73\cdot10^{-4}$	0,053	6,74
т.2	т.2/1	о	3,8	125	6,45			0,80	$2{,}01\cdot10^{-4}$	0,041	2,41
5 т.2/1	т.2/2	п	1,5	150	1,25	63,1	0,992	0,08	$2{,}01\cdot10^{-5}$	0,052	7,43
т.2/1	т.2/2	о	0,5	150	1,2			0,063	$1{,}58\cdot10^{-5}$	0,016	0,07
6 т.2/2	т.2/3	п	5,5	150	2,0	49,1	0,772	0,10	$4{,}15\cdot10^{-5}$	0,035	1,54
т.2/2	т.2/3	о	5,5	150	2,2			0,11	$4{,}56\cdot10^{-5}$	0,039	2,37

Участок сети			Линия	Длина L, м	Внутренний диаметр $D_в$, мм	Суммарный коэффициент местных потерь $\Sigma\xi$,	Расход воды V, м^3/ч	Скорость w, м/с	Общая потеря напора ΔH, м	Гидравлическое сопротивление S, (м·ч^2)/м^6	Коэффициент гидравлического трения λ.	Эквивалентная шероховатость $K_э$, мм
нач.		конечн.										
7	т.2/3	т.2/4	п	2,0	150	2,5	37,0	0,582	0,05	$3{,}65\cdot10^{-5}$	0,030	0,82
	т.2/3	т.2/4	о	2,0	150	2,75			0,053	$3{,}87\cdot10^{-5}$	0,0243	0,36
8	т.2/4	т.2/5	п	49,0	100	3,13	37,0	1,309	2,16	$1{,}58\cdot10^{-3}$	0,044	2,60
	т.2/4	т.2/5	о	49,0	100	3,45			2,06	$1{,}51\cdot10^{-3}$	0,041	1,99
9	т.2/5	Пав-он	п	17,0	94	5,5	25,0	1,001	0,72	$1{,}15\cdot10^{-3}$	0,0475	3,20
	т.2/5	Пав-он	о	17,0	82	5,8		1,316	1,32	$2{,}11\cdot10^{-3}$	0,0443	2,16
10	т.2	т.3	п	3,0	259	3,6	167,9	0,886	0,16	$5{,}68\cdot10^{-6}$	0,0356	2,80
	т.2	т.3	о	3,0	259	3,7			0,17	$6{,}03\cdot10^{-6}$	0,0483	9,64
11	т.3	Т.4	п	25,6	259	3,0	167,9	0,886	0,23	$8{,}16\cdot10^{-6}$	0,028	1,09
	т.3	т.4	о	25,6	259	3,2			0,23	$9{,}22\cdot10^{-6}$	0,0259	0,80
12	т.4	т.5	п	65,0	259	3,0	159,9	0,843	0,34	$1{,}33\cdot10^{-6}$	0,0255	0,75
	т.4	т.5	о	65,0	259	3,2			0,35	$1{,}37\cdot10^{-6}$	0,0258	0,79
13	т.5	т.6/1	п	38,0	259	1,0	146,9	0,775	0,14	$6{,}49\cdot10^{-6}$	0,0244	0,63
	т.5	т.6/1	о	38,0	259	1,2			0,15	$6{,}95\cdot10^{-6}$	0,0253	0,72
14	т.6/1	т.7	п	8,0	259	4,0	132,0	0,696	0,13	$7{,}46\cdot10^{-6}$	0,041	5,06
	т.6/1	т.7	о	8,0	259	6,65			0,19	$1{,}10\cdot10^{-5}$	0,0367	3,22
15	т.7	т.8	п	46,5	207	3,28	82,1	0,678	0,26	$3{,}85\cdot10^{-5}$	0,0348	2,07
	т.7	т.8	о	46,5	150	4,35	48,1	0,756	0,35	$1{,}51\cdot10^{-4}$	0,0247	0,38
16	т.8	т.9	п	17,0	207	1,0	82,1	0,678	0,09	$1{,}39\cdot10^{-5}$	0,037	2,54
	т.8	т.9	о	17,0	150	1,2	48,1	0,756	0,11	$4{,}75\cdot10^{-5}$	0,0227	0,27
17	т.9	т.10	п	38,5	207	1,0	75,1	0,620	0,15	$2{,}58\cdot10^{-5}$	0,0346	2,03
	т.9	т.10	о	38,5	150	0,0	41,1	0,646	0,13	$7{,}69\cdot10^{-5}$	0,0238	0,33
18	т.7	т.10а	о	102,01	150	7,95	34,0	0,535	0,40	$3{,}46\cdot10^{-4}$	0,0287	0,70
19	т.10	т.11	п	34,5	207	3,65	41,1	0,339	0,053	$3{,}13\cdot10^{-5}$	0,0322	1,5»
	Т.10	т.11	о	34,5	150	3,85		0,646	0,24	$1{,}42\cdot10^{-4}$	0,0322	1,01
20	т.11	т.12	п	28,6	207	2,0	36,0	0,297	0,029	$2{,}24\cdot10^{-5}$	0,0	1,5»
	т.11	т.12	о	28,6	150	2,2		0,566	0,14	$1{,}08\cdot10^{-4}$	0,0334	1,27
21	т.12	ЦТП	п	53,8	207	1,0	30,0	0,248	0,029	$3{,}25\cdot10^{-5}$	0,0	1,5»
	т.12	ЦТП	о	53,8	150	0,0		0,472	0,12	$1{,}33\cdot10^{-4}$	0,0294	0,77
22	т.10	т.10/1	п	60,5	150	6,0	34,0	0,535	0,26	$2{,}21\cdot10^{-4}$	0,0286	0,69
	т.10	т.10/1	о	59,0	150	2,2			0,21	$1{,}78\cdot10^{-4}$	0,030	0,87
23.	т10/1	т.10/2	п	43,5	150	6,5	31,1	0,489	0,18	$1{,}86\cdot10^{-4}$	0,0285	0,55
	т.10/1	т.10/2	о	43,5	150	8,0			0,22	$2{,}25\cdot10^{-4}$	0,034	1,24
24	т.10/2	т.10/3	п	23	150	2,0	25,1	0,395	0,054	$8{,}57\cdot10^{-5}$	0,0313	0,83
	т.10/2	т.10/3	о	23	150	2,2			0,057	$9{,}04\cdot10^{-5}$	0,0325	0,98
25	т.10/3	т.10/4	п	43	100	0,13	21,0	0,743	0,38	$8{,}66\cdot10^{-4}$	0,0313	0,66
	т.10/3	т.10/4	о	43	100	0,25			0,41	$9{,}34\cdot10^{-4}$	0,0335	0,86
26	т.10/4	т.10/7	п	16,3	100	3,0	21,0	0,743	0,23	$5{,}28\cdot10^{-4}$	0,0324	0,75

	Участок сети		Линия	Длина L, м	Внутренний диаметр $D_в$, мм	Суммарный коэффициент местных потерь $\Sigma\xi$,	Расход воды V, м^3/ч	Скорость w, м/с	Общая потеря напора ΔH, м	Гидравлическое сопротивление S, (м·ч^2)/м^6	Коэффициент гидравлического трения λ.	Эквивалентная шероховатость $K_э$, мм
	нач.	конечн.										
	т.10/4	т.10/7	о	18,7	100	3,2			0,28	$6{,}24\cdot10^{-4}$	0,0352	1,05
27	т.10/7	т.10/8	п	1,5	100	2,0	16,2	0,573	0,042	$1{,}60\cdot10^{-4}$	0,034	0,91
	т.10/7	т.10/8	о	1,5	100	2,2			0,046	$1{,}75\cdot10^{-4}$	0,036	1,15
28	т.10/8	т.10/9	п	26	100	2,0	10,2	0,361	0,064	$6{,}15\cdot10^{-4}$	0,0294	0,33
	т.10/8	т.10/9	о	26	100	2,2			0,08	$7{,}69\cdot10^{-4}$	0,038	0,98
29	т.10/9	НТЦ	п	7,5	70	4,8	9,2	0,664	0,19	$2{,}24\cdot10^{-3}$	0,034	0,64
	т.10/9	НТЦ	о	6,0	70	5,3			0,21	$2{,}43\cdot10^{-3}$	0,045	1,96

Приложение АН
(рекомендуемое)
Методические рекомендации по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери

АН.1 Общие положения

АН.1.1 Испытания водяных тепловых сетей на гидравлические потери проводятся с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик трубопроводов, состояния их внутренней поверхности и фактической пропускной способности.

Основными гидравлическими характеристиками трубопроводов являются:

- гидравлическое сопротивление трубопровода s, ч^2/м^5 или м/(м^3/ч)^2;
- коэффициент гидравлического трения λ;
- эквивалентная шероховатость трубопровода $\kappa_э$, м.

АН.1.2 Оценка состояния трубопроводов по результатам испытаний проводится путем сравнения фактического коэффициента гидравлического сопротивления $\lambda_ф$ с расчетным значением $\lambda_р$ при $\kappa_э = 0{,}5 \cdot 10^{-3}$ м для данных диаметров новых трубопроводов, а также фактической и расчетной пропускной способности отдельного участка или испытанных участков сети в целом.

АН.2 Подготовка к испытаниям

АН.2.1 Выбор участков

АН.2.1.1 Для испытаний на гидравлические потери выбираются участки тепловой сети (как правило, магистральные и распределительные трубопроводы), являющиеся характерными для данных тепловых сетей по срокам и условиям эксплуатации.

АН.2.1.2 В процессе подготовки к испытаниям проводится детальное ознакомление с исполнительной документацией и эксплуатационными материалами по тепловой сети и источнику тепла, а также их уточнение путем непосредственного осмотра. Должны быть также собраны сведения по режимам работы тепловой сети, по водоподготовительной установке и соответствию ее производительности фактическим потерям сетевой воды, качеству подпиточной и сетевой воды, случаям повреждаемости трубопроводов от внутренней коррозии, результатам осмотра внутренней поверхности трубопроводов при ремонтах и др.

Результаты сбора исходных данных по участкам тепловой сети на балансе энергопредприятия заносятся в таблицу с указанием диаметров, длины и года ввода в эксплуатацию (приложение АН.А).

АН.2.1.3 Для выявления характерных участков исходные данные по всем участкам тепловых сетей представляются в виде материальных характеристик по пятилетним периодам их эксплуатации $T^{п}_{уч}$.

Доля участков по каждому пятилетнему периоду от всех участков тепловой сети на балансе энергопредприятия определяют по формуле, %:

$$\varphi = \frac{\sum M_{\text{уч}}^{\text{п}} \cdot T_{\text{уч}}^{\text{п}} \cdot 100}{M_{\text{т.с}} \cdot T_{\text{т.с}}^{\text{ср}}}, \qquad \text{(АН.1)}$$

где $\sum M_{\text{уч}}^{\text{п}}$ - сумма материальных характеристик участков тепловых сетей по каждому пятилетнему периоду их эксплуатации (до 5 лет, св. 10 до 15 лет, св. 15 до 20 лет и св. 20 лет), м^2;

$M_{\text{т.с}}$ - суммарная материальная характеристика всех участков тепловой сети на балансе энергопредприятия, м^2;

$T_{\text{т.с}}^{\text{ср}}$ - средний срок эксплуатации трубопроводов данной тепловой сети, год.

Материальная характеристика участка сети определяют по формуле, м^2:

$$M_{\text{уч}}^{\text{п}} = D_{\text{у}}^{\text{п}} \cdot L^{\text{п}} + D_{\text{у}}^{\text{о}} \cdot L^{\text{о}}, \qquad \text{(АН.2)}$$

где $D_{\text{у}}^{\text{п}}$ и $D_{\text{у}}^{\text{о}}$ - условный диаметр соответственно подающего и обратного трубопроводов на участке, м;

$L^{\text{п}}, L^{\text{о}}$ - длина соответственно подающего и обратного трубопроводов на участке, м.

Средний срок эксплуатации трубопроводов тепловых сетей (год) определяют по формуле:

$$T_{\text{т.с}}^{\text{ср}} = \frac{\sum (M_{\text{уч}}^{\text{п}} \cdot T_{\text{уч}}^{\text{п}})}{M_{\text{т.с}}} \qquad \text{(АН.3)}$$

Характерными для данной тепловой сети являются участки, доли φ которых, определенные по (АН.1), составляют не менее 20 %.

В циркуляционное кольцо при испытаниях должно включаться по возможности максимальное количество характерных участков на магистральных и крупных разводящих трубопроводах, что, однако, не должно приводить к значительному увеличению затрат на подготовку и проведение испытаний и их продолжительности.

АН.2.1.4 По выбранным для испытаний участкам тепловой сети составляются схемы с указанием диаметров, длин, существующих циркуляционных перемычек, размещения насосных станций, геодезических отметок характерных точек сети, мест установки существующих штуцеров для манометров, а также таблицы с характеристиками участков и перечнем местных сопротивлений (см. приложение АН.А). Значения коэффициентов местных сопротивлений принимаются по приложению АН.Б.

АН.2.2 Разработка режимов испытаний, схем включения оборудования и установки средств измерений

АН.2.2.1 После анализа собранных материалов и выбора участков тепловой сети для испытаний разрабатывается схема включения оборудования на источнике тепла и по участкам сети, объединенным и циркуляционное кольцо, намечаются места для установки средств измерений и циркуляционных перемычек.

АН.2.2.2 Для создания максимального располагаемого напора на источнике тепла схема включения оборудования должна обеспечивать минимальное сопротивление внутристанционных коммуникаций с использованием обводных перемычек помимо водонагревательного оборудования.

АН.2.2.3 Измеряемыми параметрами при испытаниях являются расходы сетевой и подпиточной воды, давление воды в контрольных точках и температура сетевой воды.

При испытаниях расход воды измеряется в подающем и обратном трубопроводах испытываемой магистрали и на трубопроводе подпитки на источнике тепла, в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети на ответвлениях при одновременном их испытании.

Для измерения расхода воды, как правило, используются штатные измерительные приборы, которые проверяются на максимальный и .минимальный расходы воды, ожидаемые при испытаниях. При необходимости измерения расходов воды на участках тепловой сети выбирается место установки сужающих устройств или иных средств измерений расхода, имеющих действующий сертификат о калибровке.

Давление при испытаниях измеряется с помощью манометров, установленных на подающем и обратном трубопроводах на источнике тепла и в следующих характерных точках тепловой сети:

- в местах изменения внутреннего диаметра трубопровода (на меньшем диаметре);
- в местах изменения расхода сетевой воды (при одновременном, испытании магистрали и ответвления от нее до разветвления);
- в местах установки циркуляционных перемычек (перед перемычкой и после нее).

При испытаниях трубопроводов постоянного диаметра и значительной протяженности давление измеряется также в промежуточных точках, места расположения которых определяются исходя из конкретных условий.

Температура сетевой воды при испытаниях измеряется в подающем или обратном трубопроводах на источнике тепла, как правило, штатным прибором.

АН.2.2.4 Для каждой точки установки манометров определяются геодезические отметки по данным нивелирования, приведенным в исполнительной документации. Так же определяются отметки трассы прокладки трубопроводов, характеризующиеся максимальными и минимальными значениями.

АН.2.3 Расчет параметров испытаний

АН.2.3.1 В задачу расчета входит определение расходов воды, выбор перемычек, необходимых для пропуска этих расходов, проверка возможности использования существующих устройств измерения расхода или расчет новых, уточнение размещения точек измерения давления на сети и пределов измерении манометров при различных режимах испытаний.

АН.2.3.2 Для расчета необходимы следующие данные:

- длины L (м) и внутренние диаметры трубопроводов $D_{вн}$ (м);
- сумма коэффициентов местных сопротивлений по участкам $\sum\xi$,
- предполагаемые значения эквивалентной шероховатости $\kappa_э$, м;
- геодезические отметки трубопроводов и контрольных точках испытываемой магистрали $h_г$, м;
- располагаемый напор на выводах источника тепла $\Delta H_{и.т}$, м;

- напор в обратном коллекторе источника тепла $H^{o}_{и.т}$, м;

- места расположения существующих циркуляционных перемычек и внутренние диаметры $d_{п}$, м.

АН.2.3.3 Ожидаемый расход воды при испытаниях (м^3/ч) определяют по формуле:

$$G = \sqrt{\frac{\Delta H_{и.т}}{s_{сети}}}, \qquad (АН.4)$$

где $s_{сети}$ _ сопротивление испытываемой магистрали, ч^2/м^5 или м/(м^3/ч)^2

Сопротивление магистрали (ч^2/м^5) определяют по формуле:

$$s_{сети} = \sum(s^{п}_{уч} + s^{o}_{уч} + s_{п}), \qquad (АН.5)$$

где $s^{п}_{уч}$ и $s^{o}_{уч}$ - сопротивление каждого участка магистрали соответственно по подающему и обратному трубопроводу, ч^2/м^5;

$s_{п}$ - сопротивление перемычки (или суммарного сопротивления нескольких перемычек) между подающим и обратным трубопроводом в конце испытываемой магистрали, ч^2/м^5.

Сопротивление участка по подающему или обратному трубопроводу определяют по формуле:

$$s^{п(о)}_{уч} = s_{л} \cdot L + s_{м} \cdot \sum \xi, \qquad (АН.6)$$

где $s_{л}$ _ удельное сопротивление 1 м трубопровода, ч^2/м^6 или м/[м^3/ч)^2·м]; определяется для каждого диаметра трубопровода по п. 1 приложения 2 в зависимости от принятого для предварительного расчета эквивалентной шероховатости $к_э$ (см. приложение АН.Б);

$S_{м}$ - удельное сопротивление единицы коэффициента местных сопротивлений, ч^2/м^5 или м/(м^3/ч)^2 (см. приложение АН.Б);

$\sum \xi$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений по участкам (см. приложение АН.А).

АН.2.3.4 При наличии эксплуатационной перемычки между подающим и обратным трубопроводами в конце испытываемой магистрали проверяется возможность ее использования при испытаниях.

Сопротивление перемычки $s_{п}$ определяют по приложению АН.Б. В случае, если потери напора ΔH в существующей перемычке превышают 20 м и не обеспечивается пропуск необходимого для испытаний расхода воды, то производится расчет дополнительной перемычки, расположенной за основной (или перемычки увеличенного диаметра, установленной вместо существующей).

При использовании дополнительной перемычки, расположенной за основной на расстоянии L м, суммарное сопротивление (ч^2/м^5) рассчитывается по формуле:

$$s_{\text{п}} = \frac{1}{\left(\frac{1}{\sqrt{s_{\text{о.п}}}} + \frac{1}{\sqrt{s_{\text{п.д}} + s_h}}\right)^2}, \qquad \text{(АН.7)}$$

где $s_{\text{о.п}}$ - сопротивление основной перемычки, ч^2/м^5;

$s_{\text{п.д}}$ - сопротивление дополнительной перемычки, ч^2/м^5;

s_h - сопротивление подающего и обратного трубопроводов на участке между перемычками, включая местные сопротивления, ч^2/м^5.

АН.2.3.5 Потери напора по участкам испытываемой магистрали (м) определяют по формуле

$$\Delta H = s_{\text{уч}}^{\text{п(о)}} \cdot G^2 \qquad \text{(АН.8)}$$

При этом потери напора на каждом участке испытываемой магистрали должны быть достаточными для получения достоверных результатов при проведении измерений давления и последующих расчетов по определению гидравлических характеристик (как правило, не ниже 10 м).

АН.2.3.6 Определение пьезометрических напоров и построение пьезометрического графика производится последовательно от источника тепла. Пьезометрический напор в подающем коллекторе источника тепла (м) определяется но формуле

$$H_{\text{и.т}} = \Delta H_{\text{и.т}} + H^{\text{о}}_{\text{и.т}} + h_{\text{г.о}}, \qquad \text{(АН.9)}$$

где $H^{\text{о}}_{\text{и.т}}$ - напор в обратном трубопроводе испытываемой магистрали на выводах источника тепла при испытаниях, м; принимается предварительно соответствующим эксплуатационному давлению;

$h_{\text{г.о}}$ - геодезическая отметка обратного трубопровода на источнике тепла, м.

Ожидаемый пьезометрический напор в каждой контрольной точке по подающему и обратному трубопроводам (м) определяют по формуле:

$$H_i = H_{i-1} - \Delta H - (h_{\text{г}.i} - h_{\text{г}.i-1}), \qquad \text{(АН.10)}$$

где H_{i-1} _ пьезометрический напор в предыдущей (по ходу воды) контрольной точке, м;

ΔH - потери напора на участке между заданной и предыдущей контрольными точками, м;

$h_{\text{г}.i}$ и $h_{\text{г}.i-1}$ – геодезические отметки трубопровода в заданной и предыдущей (по ходу воды) контрольных точках, м.

АН.2.3.7 Для каждой контрольной точки также определяются пьезометрические напоры и давления при статическом режиме Предварительно принимается эксплуатационный уровень статического давления, поддерживаемый подпиточным устройством.

АН.2.3.8 Если испытываемая магистраль имеет значительное уменьшение диаметра по длине, то для создания необходимых расходов сетевой воды и соот-

ветствующих потерь напора производится ее испытание по частям с подбором соответствующих перемычек.

При наличии на сети перекачивающих насосных станций на подающем или обратном трубопроводах они могут быть использованы для обеспечения необходимых расходов сетевой воды при испытаниях.

АН.2.3.9 По результатам расчета уточняются места установки манометров и пределы их измерения, возможность использования существующих и установки дополнительных циркуляционных перемычек.

АН.2.4 Составление технической и рабочей программ испытаний

АН.2.4.1 Техническая программа испытаний должна содержать:

- наименование объекта, цель испытаний и их объем;
- перечень подготовительных работ и сроки их проведения;
- условия проведения испытаний;
- этапы проведения испытаний, их последовательность и ожидаемую продолжительность каждого этапа и испытаний в целом;
- режим работы оборудования источника тепла, испытываемых участков и связанных с ними других тепловых сетей на каждом этапе, расчетные параметры, их допустимые отклонения и предельные значения параметров;
- режим работы оборудования источника тепла и тепловой сети после окончания испытаний;
- требования техники безопасности при проведении испытаний;
- перечень лиц, ответственных за подготовку и проведение испытаний;
- перечень лиц, согласовывающих техническую программу.

АН.2.4.2 Рабочая программа испытаний должна содержать:

- перечень работ, выполняемых непосредственно перед испытаниями (подготовка оборудования, сборка схемы на источнике тепла и по сети, установка средств измерений, подготовка системы связи и сигнализации и др.), исходное состояние оборудования;
- перечень мероприятий по подготовке наблюдателей, включая проведение инструктажа по технике безопасности при испытаниях, проведение инструктажа по выполнению измерений и действиям при отклонениях от режима и неисправностях средств измерений;
- перечень организаций и должностных лиц, ответственных за техническую и оперативную часть испытаний;
- перечень организаций и лиц, согласовывающих рабочую программу испытаний;
- перечень и последовательность технологических операций по подготовке и проведению режимов испытаний;
- график проведения испытаний (время начала и окончания каждого этапа испытаний в целом);
- указания о возможной корректировке режимов и графика испытаний (перерыв, повторение режимов, прекращение испытаний и др.) по промежуточным результатам испытаний;
- указания о режиме работы оборудования после завершения испытаний;
- требования техники безопасности при проведении испытаний;

- перечень лиц, ответственных за обеспечение и проведение испытаний;
- необходимые схемы, чертежи, графики.

АН.3 Средстав измерений и требования к ним

АН.3.1 В процессе подготовки к испытаниям выбираются типы и пределы измерения средств измерений, которые должны обеспечивать необходимую точность измерений, что достигается подбором приборов соответствующего класса, правильностью их установки, полнотой введения поправок, контролем за правильностью снятия показаний.

АН.3.2 Для измерения давления воды в трубопроводах при испытаниях используются манометры для точных измерений типа МТ:1 класса точности 0,6, прошедших калибровку.

Пределы измерения манометров должны выбираться таким образом, чтобы значение измеряемого давления не превышало 2/3 предела шкалы.

АН.3.3 Измерение расходов сетевой и подпиточной воды при испытаниях, как правило, производится штатными приборами, установленными на источнике теплоснабжения.

При невозможности измерения расходов сетевой и подпиточной воды штатными приборами производится расчет нормализованных сужающих устройств на расчетный расход воды при испытаниях и выбранный перепад давлений, соответствующий типу и параметрам расходомера.

Допускаемая погрешность измерения расхода воды не должна превышать ±2,5 %.

АН.3.4 Температура воды при испытаниях измеряется на источнике тепла штатными приборами с основной погрешностью не более ± 1°С.

АН.4 Проведение испытаний

АН.4.1 Непосредственно перед испытаниями должно быть проверено выполнение технических и организационных подготовительных мероприятий согласно технической и рабочей программам, собрана рабочая схема включения оборудования на источнике и по сети, произведены установка контрольно-измерительных приборов, расстановка наблюдателей и их инструктаж на рабочих местах. Должно быть, также закончено заполнение сетевой водой испытываемых трубопроводов, проверено отсутствие воздуха и надежность отключения потребителей от испытываемой магистрали.

АН.4.2 Определение геодезических отметок установленных манометров проводится в статическом режиме при остановленных сетевых насосах с поддержанием заданного давления в испытываемой магистрали подпиточными насосами.

Статический режим проводится при двух давлениях, отличных от 0,05 до 1,00 МПа (от 0,5 до 1,0 кгс/см^2), при этом давление в наивысшей точке сети должно быть не ниже 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2), Первоначальное давление устанавливается на уровне эксплуатационного статического давления. Циркуляционные перемычки должны быть открыты.

На начальном этапе испытаний проверяется расход подпиточой воды, который не должен превышать ожидаемого для динамических режимов. При повы-

шенных расходах подпитки должны быть приняты меры к выявлению и снижению этого расхода.

Проверяется также правильность выбора пределов измерения манометров, установленных в точках наблюдения при статическом режиме.

Статический режим проводится непосредственно перед основным этапом.

Во время статического режима измеряются через каждые 5 мин в течение 1 ч следующие параметры на источнике тепла и но испытываемой магистрали:

- давление в подающем и обратном трубопроводах, в каждой контрольной точке;
- расход подпиточной воды;
- температура воды на источнике тепла.

По окончании статического режима должны быть предварительно определены относительные геодезические поправки на положения манометров во всех контрольных точках.

АН.4.3 Основной этап испытаний проводится при максимальном расходе воды на испытываемой магистрали или участке (если испытания проводятся по отдельным частям с различными расходами воды). При этом проверяется соответствие расходов воды и располагаемых напоров определенным при расчете режимов испытаний и принятой схеме работы циркуляционных перемычек. Если магистраль разделена на участки, испытываемые последовательно при разных расходах воды, то при испытании каждого участка на источнике тепла создается наибольший располагаемый напор и проверяется его соответствие, а также расходов сетевой воды принятым при предварительном гидравлическом расчете. При испытании на этом этапе должны быть открыты циркуляционные перемычки, расположенные в конечной точке испытываемого участка и во всех последующих тепловых камерах.

АН.4.3.1 В начале этого этапа испытаний обеспечивается пробный режим со снятием показаний всех установленных приборов, во время которого проверяется:

- расход подпиточной воды, который не должен превышать 1 % расхода сетевой воды;
- правильность выбора пределов измерения манометров и расходомеров;
- исправность измерительной аппаратуры.

Если расход воды оказывается значительно ниже значения, определенного предварительным расчетом, необходимо принять меры к увеличению пропускной способности циркуляционного кольца путем включения дополнительных перемычек, увеличения напора на выводах источника тепла и др.

АН.4.3.2 Во время испытаний при максимальном расходе измеряются следующие параметры воды:

- давление в подающем и обратном трубопроводах в каждой контрольной точке;
- расходы сетевой и подпиточной воды в испытываемой магистрали;
- температура циркулирующей воды.

Измерения с записью показаний в журнале по форме, приведенной в табл. АН.А.4 приложения АН.А, производится через каждые 5 мин в течение 1 ч при установившемся режиме.

АН.4.3.3 Для проверки правильности результатов измерений по закону квадратичной зависимости расходов и потерь напоров проводятся испытания при втором режиме, при котором расход сетевой воды устанавливается равным примерно 80 % максимального.

С учетом геодезических поправок (отметок) на показания манометров в каждой контрольной точке определяют потери напора на участке при максимальном и сниженном расходах сетевой воды. Проверка производится по формуле:

$$\left(\frac{G_{\text{макс}}}{G_1}\right)^2 = \frac{\Delta H_{\text{макс}}}{\Delta H_1}, \qquad \text{(АН.11)}$$

где $G_{\text{макс}}$ и G_1 - максимальный и сниженный расходы сетевой воды на участке, м^3/ч;

$\Delta H_{\text{макс}}$ и ΔH_1 - потери напора на участке трубопровода, соответствующие максимальному и сниженному расходам воды при испытаниях, м.

Допустимое отклонение не должно превышать ±10 %.

Результаты проверки сводятся в табл. АН.А5 приложения АН.А если результаты проверки по квадратичной зависимости превышают допустимое отклонение, то должны быть выявлены причины и при необходимости произведены повторные испытания.

При результатах, не превышающих допустимого отклонения, испытания считаются законченными, снимаются средства измерений и собирается эксплуатационная схема работы оборудования на источнике тепла и по тепловой сети в соответствии с рабочей программой испытаний.

АН.4.4 Лица, участвующие в проведении испытаний, должны знать и выполнять требования СТО 7023842.27.010.006-2009.

Непосредственно перед испытаниями должен проводиться инструктаж наблюдателей по технике безопасности с записью в журнал инструктажа.

АН.5 Обработка результатов измерений

АН.5.1 Для расчетов гидравлических характеристик используются результаты измерения параметров испытаний (расхода, давления и температуры) при максимальном режиме. Из последовательных по времени показаний приборов выбираются значения, соответствующие наиболее стабильной части режима, но в течение не менее 1 ч.

Показания приборов усредняются путем нахождения среднего арифметического значения. Усредненные значения расходов, давлений, температур сводятся к табл. АН.Б приложения АН.А. На показания манометров вносятся поправки согласно паспортам госповерки. При использовании стандартных сужающих устройств вносятся поправки согласно СТО 70238424.27.100.038-2009.

АН.5.2 Потери напора по подающему или обратному трубопроводу (м) при максимальном расходе сетевой воды определяют по формуле:

$$\Delta H = H_{\text{н}} - H_{\text{к}} = \left(\frac{\rho_{\text{н}} \cdot 10^4}{\rho} + h_{\text{г.н}}\right) - \left(\frac{\rho_{\text{к}} \cdot 10^4}{\rho} + h_{\text{г.к}}\right), \qquad \text{(АН.12)}$$

где $H_{\text{н}}$ и $H_{\text{к}}$ - полный напор и трубопроводе в начале и конце участка, м;

$\rho_н$ и $\rho_к$ _ показания манометров (с поправками), в начале и конце участка трубопровода, кг/см^2;

$h_{г.н}$ и $h_{г.к}$ – геодезические отметки (поправки) на положение манометров, установленных в начале и конце участка, м; определяют по формуле:

$$h_{г.н(к)} = \frac{(p_т^{ст} - p_{н(к)}^{ст}) \cdot 10^4}{\rho}, \qquad (АН.13)$$

где $p_т^{ст}$ - давление на источнике тепла или в наиболее низкой точке наблюдения при статическом режиме, кгс/см^2;

$p_{н(к)}^{ст}$ - давление и рассматриваемой точке (в начале или конце участка) при статическом режиме, кгс/см^2;

ρ – плотность воды при температуре испытаний, кг/м^3 (п. 4 приложения АН.2).

АН.5.3 Для участков, на которых установлены измерительные диафрагмы, потери напора в них должны исключаться из общей потери напора.

АН.5.4 Фактическое гидравлическое сопротивление участка сети $s_ф$ (ч^2/м^5) определяют по формуле:

$$s_ф = \frac{\Delta H}{G_ф^2}, \qquad (АН.14)$$

где $G_ф$ - расход сетевой воды при испытаниях, м^3/ч.

АН.5.5 Коэффициент гидравлического сопротивления (трения) определяют по формуле:

$$\lambda_ф = \frac{1{,}57 \cdot 10^8 \cdot s_ф \cdot D_{вн}^5 - D_{вн} \cdot \sum \xi}{L} \qquad (АН.15)$$

АН.5.6 Значение эквивалентной шероховатости (м) определяют по формуле:

$$\kappa_э = 3{,}7 \cdot D_{вн} \cdot 10^{-\frac{1}{2\sqrt{\lambda_ф}}} \qquad (АН.16)$$

Результаты расчетов сводятся в соответсвующие таблицы (см. приложение АН.А.

АН.6 Анализ результатов испытаний

АН.6.1 При анализе результатов испытаний вычисляется отношение фактического коэффициента гидравлического трения испытанного трубопровода $\lambda_ф$ к коэффициенту гидравлического трения $\lambda_р$, соответствующему значению эквивалентной шероховатости $\kappa_э$=5·10^{-4} м для данного диаметра нового трубопровода (см. приложение АН.Б). Это отношение показывает, во сколько раз фактическое гидравлическое сопротивление трению превышает расчетное значение для новых труб.

АН.6.2 Снижение фактической пропускной способности трубопроводов на испытанных участках по отношению к расчетному значению (при ΔH = const) определяется но формуле

$$\frac{G_{\phi}}{G_{\text{р}}} = \sqrt{\frac{s_{\text{р}}}{s_{\phi}}}\,, \qquad \text{(АН.17)}$$

где $s_{\text{р}}$ – расчетное сопротивление участка тепловой сети при $\kappa_{\text{э}} = 5 \cdot 10^{-4}$, определенное по формуле (6), ч^2/м^5;

s_{ϕ} – фактическое сопротивление участка трубопровода, рассчитанное по результатам испытаний по (14), ч^2/м^5;

$G_{\text{р}}$ - расход воды на участке, равный расходу по циркуляционному кольцу, определенному по (4) при сопротивлении сети $s_{\text{р}}$.

Результаты расчета сводят в таблицу.

Таким же образом производится сравнение фактических потерь напоров в тепловой сети при испытаниях с расчетными значениями соответствующих величин.

АН.6.3 Повышенные потери напора на отдельных участках или по всей испытанной магистрали могут быть вызваны как повышенными местными сопротивлениями (наличие засоров, неисправность запорно-регулирующей арматуры и др.), так и увеличенными коэффициентами гидравлического трения внутренней поверхности трубопроводов.

Причинами повышенных коэффициентов гидравлического трения являются отложение накипи и внутренняя коррозия как следствие неудовлетворительной работы водоподготовительной установки и несоответствия нормам качества подпиточной воды, осуществления подпитки сырой неумягченной и недеаэрированной водой, нарушения режима работы тепловой сети и попадания кислорода воздуха в сетевую воду.

Конкретные причины увеличения гидравлического сопротивления устанавливаются на основании результатов испытаний путем дополнительного анализа эксплуатационных данных.

Снижение сопротивления и соответствующее повышение пропускной способности трубопроводов может быть достигнуто в отдельных случаях путем проведения гидропневматической промывки.

АН.6.4 Фактические значения коэффициентов гидравлического трения и эквивалентной шероховатости используются при последующей разработке гидравлических режимов тепловой сети.

Результаты периодических испытаний должны использоваться для накопления статистического материала по изменению гидравлических характеристик трубопроводов в процессе эксплуатации.

Приложение АН.А
Формы таблиц исходных данных и результатов испытаний

Таблица АН.А.1 – Характеристика участков тепловой сети на балансе энергопредприятия

Номер участка	Источник теплоснабжения, наименование магистрали, участка, трубопровода (подающий, обратный)	Диаметры трубопровода		Длина трубопровода	Год ввода в эксплуатацию
		условный $D_у$, м	внутренний $D_{вн}$, м	L, м	

Таблица АН.А.2 – Характеристика испытываемых участков тепловой сети

Номер участка	Источник теплоснабжения, наименование магистрали, участка, трубопровода (подающий, обратный)	Диаметры трубопровода		Длина трубопровода L, м	Геодезическая отметка, м	
		условный $D_у$, м	внутренний $D_{вн}$, м		Начало участка $h_{гн}$	Конец участка $h_{гк}$

Таблица АН.А.3 – Местные сопротивления испытываемых участков тепловой сети

Номер участка	Отвод (гнутый, сварной)		Компенсатор (сальниковый, П-образный)		Задвижка, вентиль		Переход диаметра (сужение, расширение)		Грязевик		Суммарный коэффициент
	Количество	$\Sigma\xi$	Количество	$\Sigma\xi$	Количество	$\Sigma\xi$	Количество	$\Sigma\xi$	Количество	$\Sigma\xi$	$\Sigma\xi$

Таблица АН.А.4 – Журнал наблюдения № ___

Время		Измеренное давление в испытываемом трубопроводе p, Па (кгс/см^2)		Время		Измеренное давление в испытываемом трубопроводе p, Па (кгс/см^2)		Время		Измеренное давление в испытываемом трубопроводе p, Па (кгс/см^2)	
ч	мин	под.	обр.	ч	мин	под.	обр.	ч	мин	под.	обр.

Таблица АН.А.5 – Сопоставление результатов гидравлических испытаний при различных режимах

Наименование участка	$\left(\frac{G_{макс}}{G_1}\right)^2$	$\frac{\Delta H_{макс}}{\Delta H_1}$	
		Подающий трубопровод	Обратный трубопровод

Таблица АН.А.6 – Исходные данные для расчета гидравлических характеристик трубопроводов по испытаниям

Номер участка	Наименование участка, трубо-провода (подающий, обратный)	Длина участка L, м	Внутренний диаметр трубопровода $D_{вн}$, м	Местные сопротивления $\Sigma\xi$	Усредненное давление Па (кгс/см^2)		Расход сетевой воды $G_н$, м^3/ч	Температура воды $t_н$, °С
					в в начале участка	в конце участка		
					$p_н$	$p_к$		

Таблица АН.А.7 – Расчет полного напора в начале и конце участка

Номер участка	Наименование участка, трубопровода (подающий, обратный).	Начало участка			Конец участка			Общая потеря напора
		Пьезометрический напор $p_н/\rho$, м	Геодезическая поправка $h_{гн}$, м	Полный напор $H_н$, м	Пьезометрический напор $p_к/\rho$, м	Геодезическая поправка $h_{гк}$, м	Полный напор $H_к$, м	на участке ΔH, м

Таблица АН.А.8 – Расчет гидравлических характеристик трубопроводов по результатам испытаний

Номер участка	Наименование участка, трубопровода (подающий, обратный)	Общая потеря напора на участке ΔH, м	Гидравлическое сопротивление участка $s_ф$, ч^2/м^5	Коэффициент сопротивления $\lambda_ф$	$\frac{\lambda_ф}{\lambda_р}$	Эквивалентная шероховатость на участке $\kappa_э$, м	Снижение пропускной способности $G_ф / G_р$

Приложение АН.Б
(справочное)
Вспомогательные материалы для расчетов

Таблица АН.Б.1 – Удельные линейные и местные сопротивления трубопроводов

Условный диаметр, м	$s_{л.уд}$ ($ч^2/м^6$) при значениях эквивалентной шероховатости $к_э$, м						$s_{муд}$ $ч^2/м^5$
	$0{,}5\cdot10^{-3}$	$1{,}0\cdot10^{-3}$	$3{,}0\cdot10^{-3}$	$5{,}0\cdot10^{-3}$	$10{,}0\cdot10^{-3}$	$15{,}0\cdot10^{-3}$	при ξ=1
0,100	$0{,}193\cdot10^{-4}$	$0{,}241\cdot10^{-4}$	$0{,}364\cdot10^{-4}$	$0{,}455\cdot10^{-4}$	$0{,}647\cdot10^{-4}$	$0{,}820\cdot10^{-4}$	$0{,}990\cdot10^{-4}$
0,125	$0{,}593\cdot10^{-5}$	$0{,}734\cdot10^{-5}$	$0{,}109\cdot10^{-5}$	$0{,}135\cdot10^{-5}$	$0{,}188\cdot10^{-5}$	$0{,}235\cdot10^{-5}$	$0{,}280\cdot10^{-5}$
0,150	$0{,}226\cdot10^{-5}$	$0{,}278\cdot10^{-5}$	$0{,}408\cdot10^{-5}$	$0{,}501\cdot10^{-5}$	$0{,}689\cdot10^{-5}$	$0{,}852\cdot10^{-5}$	$0{,}101\cdot10^{-5}$
0,200	$0{,}393\cdot10^{-6}$	$0{,}479\cdot10^{-6}$	$0{,}687\cdot10^{-6}$	$0{,}833\cdot10^{-6}$	$0{,}112\cdot10^{-6}$	$0{,}136\cdot10^{-6}$	$0{,}158\cdot10^{-6}$
0,250	$0{,}122\cdot10^{-6}$	$0{,}148\cdot10^{-6}$	$0{,}209\cdot10^{-6}$	$0{,}251\cdot10^{-6}$	$0{,}333\cdot10^{-6}$	$0{,}401\cdot10^{-6}$	$0{,}463\cdot10^{-6}$
0,300	$0{,}484\cdot10^{-7}$	$0{,}584\cdot10^{-7}$	$0{,}820\cdot10^{-7}$	$0{,}981\cdot10^{-7}$	$0{,}129\cdot10^{-7}$	$0{,}154\cdot10^{-7}$	$0{,}177\cdot10^{-7}$
0,350	$0{,}215\cdot10^{-7}$	$0{,}258\cdot10^{-7}$	$0{,}359\cdot10^{-7}$	$0{,}428\cdot10^{-7}$	$0{,}558\cdot10^{-7}$	$0{,}663\cdot10^{-7}$	$0{,}756\cdot10^{-7}$
0,400	$0{,}111\cdot10^{-7}$	$0{,}132\cdot10^{-7}$	$0{,}183\cdot10^{-7}$	$0{,}217\cdot10^{-7}$	$0{,}281\cdot10^{-7}$	$0{,}333\cdot10^{-7}$	$0{,}378\cdot10^{-7}$
0,450	$0{,}579\cdot10^{-8}$	$0{,}692\cdot10^{-8}$	$0{,}951\cdot10^{-8}$	$0{,}112\cdot10^{-8}$	$0{,}145\cdot10^{-8}$	$0{,}171\cdot10^{-8}$	$0{,}193\cdot10^{-8}$
0,500	$0{,}346\cdot10^{-8}$	$0{,}413\cdot10^{-8}$	$0{,}565\cdot10^{-8}$	$0{,}666\cdot10^{-8}$	$0{,}854\cdot10^{-8}$	$0{,}100\cdot10^{-8}$	$0{,}113\cdot10^{-8}$
0,600	$0{,}136\cdot10^{-8}$	$0{,}162\cdot10^{-8}$	$0{,}220\cdot10^{-8}$	$0{,}257\cdot10^{-8}$	$0{,}328\cdot10^{-8}$	$0{,}384\cdot10^{-8}$	$0{,}432\cdot10^{-8}$
0,700	$0{,}677\cdot10^{-9}$	$0{,}801\cdot10^{-9}$	$0{,}108\cdot10^{-9}$	$0{,}127\cdot10^{-9}$	$0{,}160\cdot10^{-9}$	$0{,}186\cdot10^{-9}$	$0{,}209\cdot10^{-9}$
0,800	$0{,}342\cdot10^{-9}$	$0{,}403\cdot10^{-9}$	$0{,}542\cdot10^{-9}$	$0{,}632\cdot10^{-9}$	$0{,}795\cdot10^{-9}$	$0{,}922\cdot10^{-9}$	$0{,}103\cdot10^{-9}$
0,900	$0{,}187\cdot10^{-9}$	$0{,}220\cdot10^{-9}$	$0{,}294\cdot10^{-9}$	$0{,}342\cdot10^{-9}$	$0{,}429\cdot10^{-9}$	$0{,}495\cdot10^{-9}$	$0{,}553\cdot10^{-9}$
1,000	$0{,}109\cdot10^{-9}$	$0{,}128\cdot10^{-9}$	$0{,}170\cdot10^{-9}$	$0{,}198\cdot10^{-9}$	$0{,}247\cdot10^{-9}$	$0{,}284\cdot10^{-9}$	$0{,}316\cdot10^{-9}$
1,200	$0{,}418\cdot10^{-10}$	$0{,}490\cdot10^{-10}$	$0{,}648\cdot10^{-10}$	$0{,}749\cdot10^{-10}$	$0{,}929\cdot10^{-10}$	$0{,}107\cdot10^{-10}$	$0{,}118\cdot10^{-10}$
1,400	$0{,}189\cdot10^{-10}$	$0{,}221\cdot10^{-10}$	$0{,}291\cdot10^{-10}$	$0{,}336\cdot10^{-10}$	$0{,}414\cdot10^{-10}$	$0{,}474\cdot10^{-10}$	$0{,}524\cdot10^{-10}$

Таблица АН.Б.2 – Ориентировочные значения эквивалентной шероховатости трубопроводов для предварительного гидравлического расчета режимов испытаний

Срок эксплуатации, лет	Коэффициент эквивалентной шероховатости $к_э$, м	
	по подающему трубопроводу	по обратному трубопроводу
До5	1,5·10-3	1,0·10-3
Св. 5 до 10	3,0·10-3	2,0·10-3
Св. 10 до 15	5,0·10-3	3,5·10-3
Св. 15 до 20	6,0·10-3	4,0·10-3
Св. 20	10,0·10-3	8,0·10-3
Примечание – Приведенные значения эквивалентной шероховатости не допускается использовать для расчета эксплуатационных гидравлических режимов		

Таблица АН.Б.3 – Сопротивления перемычек

Условный диаметр $D_у$, м	Длина перемычки L, м	Коэффициент местных сопротивлений ξ	Сопротивление $s_п$, $ч^2/м^5$
0,100	2,0	4,5	$0{,}323\cdot10^{-3}$
0,125	2,0	4,5	$0{,}129\cdot10^{-3}$
0,150	2,0	4,5	$0{,}622\cdot10^{-4}$
0,200	2,0	4,5	$0{,}160\cdot10^{-4}$

Условный диаметр $D_у$, м	Длина перемычки L, м	Коэффициент местных сопротивлений ξ	Сопротивление $s_п$, ч^2/м^5
0,250	2,0	4,5	$0{,}648 \cdot 10^{-5}$
0,300	2,0	4,5	$0{,}318 \cdot 10^{-5}$
0,350	3,0	4,5	$0{,}173 \cdot 10^{-5}$
0,400	3,0	4,5	$0{,}104 \cdot 10^{-5}$
0,450	4,0	4,5	$0{,}636 \cdot 10^{-6}$
0,500	4,0	4,5	$0{,}428 \cdot 10^{-6}$

Таблица АН.Б.4 – Плотность воды при температурах от 1 до 150° С

Температура, °С	Плотность, кг/м^3	Температура, °С	Плотность, кг/м^3	Температура, °С	Плотность, кг/м^3	Температура, °С	Плотность, кг/м^3
1	999,87	52	987,15	70	977,81	88	966,68
2	999,97	53	987,15	71	977,23	89	966,01
4	1000,0	54	986,69	72	976,61	90	965,34
10	999,73	55	986,21	73	976,07	91	964,67
20	999,23	56	985,73	74	975,48	92	963,99
30	995,67	57	985,25	75	974,84	93	963,30
40	992,24	58	984,75	76	974,29	94	962,61
41	991,86	59	984,25	77	973,68	95	961,92
42	991,47	60	983,75	78	973,03	96	961,22
43	991,07	61	983,24	79	972,45	97	960,61
44	990,66	62	982,72	80	971,83	98	959,81
45	990,25	63	982,20	81	971,21	99	959,09
46	989,82	64	981,67	82	970,57	100	958,38
47	989,40	65	981,13	83	969,94	110	951,00
48	988,96	66	980,59	84	969,30	120	945,00
49	988,52	67	980,05	85	968,65	130	934,80
50	988,07	68	979,84	86	968,00	140	926,10
51	987,62	69	978,38	87	967,34	150	916,90

Таблица АН.Б.5 –Коэффициент трения для стальных труб при $K_э = 0{,}5 \cdot 10^{-3}$ м.

Диаметр труб, м		$\lambda_р$	Диаметр труб, м		$\lambda_р$
условный $D_у$	внутренний $D_{вн}$		условный $D_у$	внутренний $D_{вн}$	
0,100	0,100	0,0301	0,450	0,460	0,0200
0,125	0,125	0,0285	0,500	0,511	0,0195
0,150	0,150	0,0269	0,600	0,610	0,0187
0,175	0,182	0,0255	0,700	0,698	0,0181
0,200	0,203	0,0248	0,800	0,796	0,0176
0,250	0,255	0,0233	0,900	0,894	0,0171
0,300	0,305	0,0222	1,000	0,992	0,0167
0,350	0,357	0,0214	1,200	1,196	0,0160
0,400	0,408	0,0205	1,400	1,392	0,0155

Таблица АН.Б.6 –Коэффициенты сопротивления ξ

Местное сопротивление	Коэффициент ξ	Местное сопротивление	Коэффициент ξ
Задвижка нормальная	0,5	гнутые со складками	0,5-0,8
Обратный клапан:		сварные под углом 90°	0,5-1,0
поворотный	3,0	сварные под углом 60°	0,7
подъемный	7,0	сварные под углом 45°	0,3
Компенсатор:		Тройник на проход при закрытом ответвлении	0,1
П-образный	2,7		
сальниковый	0,3	Крестовина на проход при закрытом ответвлении	0,2
волнистый	2,5		
Грязевик	10,0	Тройник в ответвлении при закрытом прямом проходе	2,0
Переход диаметра:			
расширение	0,2-0,3		
сужение	0,1-0,2	Крестовина в ответвлении при закрытом прямом проходе	2,3
Отводы:			
гнутые гладкие	0,3-1,0		

Приложение АП
(рекомендуемое)
Методические рекомендации по проведению испытаний источников тепловой энергии и тепловых сетей в системах централизованного теплоснабжения при нестационарных гидравлических режимах их работы

АП.1 Общие сведения

АП.1.1 Развитие СЦТ при увеличении единичной мощности источников тепловой энергии сопровождалось увеличением объемов циркулирующей воды, протяженности тепловых сетей, количества сетевых и перекачивающих насосов, запорной и регулирующей арматуры и обусловило увеличение вероятности отказов того или иного элемента оборудования. Соответствующие этим отказам неустановившиеся гидравлические процессы, как показал опыт эксплуатации и расчеты, сопровождаются возникновением давлений, недопустимых по условиям прочности оборудования источника тепловой энергии, тепловых сетей и потребителей тепла.

АП.1.2 Неустановившимся движением жидкости называется такое движение, при котором какая-нибудь из его характеристик в точках рассматриваемого пространства (скорость, давление и др.) изменяются с течением времени.

АП.1.3 Неустановившийся гидравлический режим, определяющий переход гидравлической системы от одного стационарного режима к другому (например, послеаварийному стационарному гидравлическому режиму), называется переходным гидравлическим режимом.

АП.1.4 В зависимости от инерционных свойств трубопроводной системы и характеристик возмущающего воздействия неустановившиеся (переходные) гидравлические процессы могут иметь характер гидравлического удара или квазистационарного режима. Первые характеризуются существенными значениями мгновенных давлений и вызываются, как правило, аварийным отключением (включением) сетевых и перекачивающих насосных агрегатов под нагрузкой, несанкционированным закрытием (открытием) запорно-регулирующей арматуры, вызванными разрывами трубопроводов, понижением давления в отдельных точках системы до давления насыщения водяного пара. Квазистационарные режимы вызываются монотонными длительными возмущениями, например плановым закрытием головных задвижек трубопроводов при отключении магистралей.

АП.1.5 Наибольшую опасность для оборудования СЦТ представляют гидравлические режимы, имеющие характер гидравлического удара. Процессы изменения расходов и давлений, происходящие в этих режимах, развиваются за относительно короткие промежутки времени (от 0,5 до 30 с) и со значительными амплитудами.

АП.1.6 Возможность возникновения неустановившихся гидравлических режимов в СЦТ, сопровождающихся возникновением недопустимых давлений, обусловливает необходимость применения методов защиты в указанных режимах.

Выбор защитных устройств и мероприятий при неустановившихся гидравлических режимах в СЦТ необходимо базировать на данных расчетных или экспериментальных исследований неустановившихся гидравлических режимов при наиболее часто встречающихся в практике эксплуатации возмущениях, вызванных отказами в работе оборудования СЦТ. При этом рассматривается, как правило, задача комплексной защиты СЦТ.

Под «комплексной защитой» оборудования СЦТ понимается система защит, предотвращающая возникновение недопустимых давлений на оборудовании водоподогревательной установки источника тепловой энергии, тепловых сетей, систем теплопотребления.

АП.1.7 Для определения комплексной системы защит СЦТ от недопустимых изменений давлений в зависимости от конфигурации СЦТ, протяженности тепловых сетей, количества источников тепловой энергии, насосных станций в тепловых сетях, сложности рельефа местности следует применять расчетный, экспериментальный или совместный расчетно-экспериментальный метод.

Использование в ряде случаев только экспериментального метода ограничено:

- необходимостью значительного объема измерений и приборного обеспечения соответствующих работ, что возможно только при развитой системе телемеханизации, причем с обеспечением достаточной точности измерений и скорости опроса первичных преобразователей;
- малоинерционностью измерительных цепей;
- необходимостью задействования на период испытаний практически всего тракта сетевой воды, включая источник тепла и магистральные тепловые сети с насосными станциями, что трудно осуществить на практике ввиду необходимости проведения сложных работ по подготовке тепловой сети (отключения потребителей тепла, открытия циркуляционных перемычек и др.) с привлечением большого числа персонала;
- в связи с трудностями, а в ряде случаев с невозможностью создания всех вероятных возмущений гидравлического режима из-за их большого количества, а при ориентации лишь на максимальные возмущения (например, полное отключение сетевых насосов источника тепловой энергии) – невозможностью их осуществления на практике без риска повреждения оборудования.

АП.1.8 Для защиты оборудования СЦТ разработаны и применяются противоударные устройства. Среди устройств, обеспечивающих понижение давления за счет сброса теплоносителя в дренажные емкости, наибольшее применение нашли гидрозатворы-переливы, быстродействующие сбросные клапаны, разрывные мембраны.

Помимо этого проводят мероприятия, позволяющие исключить или уменьшить повышение давления в аварийных переходных гидравлических режимах. К таким мероприятиям относятся: внесение изменений в схему электроснабжения электродвигателей, устройство системы динамической защиты (в случае наличия в СЦТ нескольких насосных станций или двухступенчатой схемы сетевых насосов), установка обратных клапанов на обводных линиях насосных станций, изменение времени и закона закрытия (открытия) запорнорегулирующих устройств.

АП.1.9В настоящих Методических указаниях приведены требования к объему, техническим средствам и условиям проведения испытаний, а также рекомендации по составлению программы испытаний, выбору возмущающих воздействий на сеть при проведении испытаний и обработке полученных результатов.

АП.1.10 При проведении испытаний следует учитывать требования СТО 70238424.27.010.006-2009. Область применения метода экспериментального определения параметров гидравлических режимов СЦТ, основные цели и задачи испытаний

Испытания, регламентируемые настоящими Методическими указаниями, реализуют метод экспериментального определения параметров переходных гидравлических режимов в СЦТ, который заключается в искусственном создании в реальной СЦТ схемы, гидравлический режим которой в достаточной мере имитирует ее (СЦТ) реальные схему и гидравлический режим, и ряда возмущений исходного гидравлического режима с одновременной регистрацией и контролем текущих параметров сетевой воды в нескольких контрольных точках с последующими анализом полученных динамических характеристик изменения этих параметров, оценкой динамических свойств элементов СЦТ и реакции системы на созданные возмущения, определением необходимости проведения защитных мероприятий.

Указанный метод, как правило, может быть применен для непосредственного определения параметров переходных гидравлических процессов. Экспериментальный метод не является универсальным для всех СЦТ и для решения любых задач по определению параметров нестационарных гидравлических режимов.

АП.1.11 Область применения экспериментального метода и настоящих Методических указаний определяется в зависимости от степени сложности СЦТ. Критерии для определения степени сложности СЦТ приведены в таблице АП.1.

Таблица АП.1 – Критерии выбора способа определения опасности переходных гидравлических режимов по признакам сложности СЦТ

Признаки сложности СЦТ	Степень сложности СЦТ		
	низшая*	средняя	высокая
Количество источников тепловой энергии, работающих на единую тепловую сеть	1	1	Более 1
Количество магистралей от источника тепловой энергии	До 3	До 3	Любое
Количество групп сетевых насосов источника тепловой энергии локальной (гидравлически изолированной) СЦТ	1	2	Более 2
Максимальный радиус действия тепловых сетей	До 10000 м	До 10000	Любой
Количество теплопотребляющих ответвлений тепловых сетей	До 20	От 20 до 50	От 50 до 100
Вид тепловой сети:			
радиальная	Да	Да	Любая
кольцевая	Нет	Нет	
Количество подкачивающих насосных станций (ПНС)	1	1	Любое

Характер рельефа местности	Монотонный	Монотонный	Переменный
Максимальная разность геодезических отметок отдельных элементов СЦТ	Менее 20 м	От 20 до 40 м	Любая
Примечание – * К низшей категории сложности также (кроме указанных в табл. 1) следует отнести локальные участки, такие как одна из магистралей от источника тепловой энергии, имеющего три и более выводов, с установленной на ней подкачивающей насосной станцией (ПНС) с расходом по магистрали, не превышающим средний суммарный расход сетевой воды на источнике тепловой энергии, отнесенный к количеству магистралей.			

С учетом степени сложности СЦТ экспериментальный метод и настоящие Методические указания допускается применять для определения параметров нестационарных гидравлических режимов:

- при решении задач защиты локальных участков и отдельных элементов СЦТ, а также при решении задачи комплексной защиты СЦТ низшей степени сложности;
- при решении задачи комплексной защиты СЦТ и локальных ее участков средней степени сложности, а также оценке степени влияния испытываемых локальных участков на остальную тепловую сеть с дополнительным проведением расчетов с использованием упрощенной методики;
- при решении задачи комплексной защиты СЦТ либо отдельных элементов СЦТ высокой степени сложности (уточнения динамических характеристик СЦТ) при обязательном выполнении расчетов по полной схеме на ЭВМ;
- при проведении проверки работы и уточнения уставок смонтированных систем защит (этот вид работ относится ко всем СЦТ вне зависимости от их сложности).

АП.1.12 Основными целями испытаний СЦТ при нестационарных гидравлических режимах работы являются определение их опасности для оборудования систем СЦТ при встречающихся в практике эксплуатации аварийных возмущениях, выявление экстремально возможных давлений, времени их возникновения и т.п. для последующего определения средств защиты и технических характеристик устройств защиты, выявление реальных динамических характеристик СЦТ для использования их в последующих расчетных исследованиях переходных гидравлических режимов, проверка работы смонтированных систем защит от недопустимых изменений давлений.

АП.1.13 Требования к установлению исходного гидравлического режима, к приборному обеспечению и другие при проведении испытаний в зависимости от поставленной задачи и степени сложности конкретной СЦТ различны.

Приводимые в настоящем приложении основное содержание испытаний СЦТ и состав работ определены для двух групп задач:

Первая группа задач: определение параметров нестационарных гидравлических режимов для:

- разработки комплексной защиты СЦТ низшей и средней степеней сложности;
- разработки защиты локальных участков СЦТ низшей степени сложности;
- проверки работы смонтированных систем защит от недопустимых изменений давлений низшей и средней степеней сложности.

Вторая группа задач: определение параметров нестационарных гидравлических режимов для:

- разработки комплексной защиты СЦТ высокой степени сложности;
- разработки защиты локальных участков СЦТ средней и высокой степеней сложности с определением воздействия защиты на другие участки СЦТ;
- проверки работы смонтированных систем защит от недопустимых изменений давлений в СЦТ высшей степени сложности.

АП.1.14 Объем испытаний, конкретные возмущающие воздействия и их значения определяют поставленными целями и задачами, ограничиваются возможностями технологического оборудования, обоснованными предварительными расчетами параметров нестационарных гидравлических режимов по соответствующей упрощенной методике и отражаются в технической и рабочей программах испытаний.

АП.1.15 Результатами испытаний являются измеренные параметры нестационарных гидравлических режимов СЦТ.

АП.2 Основное содержание испытаний СЦТ при нестационарных гидравлических режимах

Конкретный состав работ при проведении испытаний разделяется на три этапа.

I. Подготовительный этап

Включает следующие виды работ:

- анализ системы теплоснабжения и постановка задачи испытаний;
- составление перечня возмущающих воздействий при проведении испытаний; определение допустимости создаваемых возмущений;
- определение конфигурации СЦТ, задействованной в период испытаний, температурного и гидравлического режимов СЦТ в период испытаний;
- определение объема измерений, приборного обеспечения испытаний;
- составление технической и рабочей программ испытаний;
- обеспечение требований безопасности.

II. Экспериментальный (основной) этап

Включает такие виды работ, как:

- подготовка экспериментального испытательного контура и других элементов СЦТ к испытаниям;
- создание и регулировка исходного испытательного режима;
- тарирование, подключение и проверка регистрирующих приборов, их синхронизация, проверка каналов связи;
- инструктаж и расстановка персонала, участвующего в испытаниях;
- внесение возмущений в испытательный гидравлический режим и регистрация динамических характеристик в намеченных контрольных точках СЦТ;
- обследование тепловой сети после завершения испытаний, выявление и устранение при необходимости повреждений СЦТ;
- восстановление эксплуатационного гидравлического и температурного режима СЦТ.

III. Аналитический (заключительный) этап

Состав работ этого этапа следующий:

- расшифровка экспериментальных данных и их представление в удобной для анализа форме;
- предварительный анализ экспериментальных данных, выявление и исключение недостоверных результатов измерений;
- анализ экспериментальных данных, анализ переходных гидравлических характеристик по участкам сети, определение зон недопустимых давлений, составление перечня оборудования, требующего защиты;
- разработка защитных мероприятий, определение характеристик защитных устройств.

АП.2.1 Подготовительный этап испытаний СЦТ при нестационарных гидравлических режимах

АП.2.1.1 Анализ системы теплоснабжения и постановка задачи испытаний

Для принятия обоснованного решения о проведении испытаний СЦТ при нестационарных гидравлических режимах необходимо провести анализ СЦТ.

В ходе анализа СЦТ необходимо рассмотреть следующую основную исходную информацию:

- схему тепловых сетей с указанием длин участков, диаметров трубопроводов, расчетных расходов теплоносителя;
- пьезометрические графики тепловой сети в соответствии с зимним рабочим гидравлическим режимом тепловой сети;
- принципиальные схемы источников тепловой энергии и подкачивающих насосных станций с перечнем установленного оборудования;
- тип системы теплоснабжения (открытая, закрытая);
- схемы присоединения теплопотребляющих установок (зависимая, независимая);
- допустимые значения давлений для оборудования источников тепловой энергии, тепловых сетей, систем теплопотребления;
- перечень защит, используемых на оборудовании водоподогревательных установок источников тепловой энергии, тепловых сетей, систем теплопотребления.

На основании анализа вышеперечисленной исходной информации в соответствии с п. АП.2.1 определяются степень сложности СЦТ и допустимость применения испытаний тепловых СЦТ в соответствии с настоящими Методическими указаниями.

В ходе анализа СЦТ следует также проанализировать сведения об отказах оборудования, имевших место в рассматриваемой СЦТ, и связанных с ними повреждениях оборудования источников тепла, тепловых сетей, систем теплопотребления по причинам их возникновения, а также о возможных нарушениях в работе оборудования. На основании этого анализа и общего решения о проведении испытаний в соответствии п. АП.2.3 определяются конкретные задачи испытаний СЦТ при нестационарных гидравлических режимах.

При планировании испытаний допускается намечать одновременное решение нескольких задач.

АП.2.1.2 Составление перечня возмущающих воздействий при проведении испытаний, определение допустимости создаваемых возмущений

Перечень возмущающих воздействий определяется типом поставленной задачи на основе анализа режимов работы СЦТ и критерия сложности рассматриваемой СЦТ.

АП.2.1.2.1 Для задач первой и второй групп необходимо предусматривать следующие возмущения исходного гидравлического режима:

- аварийное полное отключение сетевых насосов источника тепловой энергии;
- аварийное частичное отключение сетевых насосов источника тепловой энергии;
- аварийное полное отключение насосов подкачивающих насосных станций;
- аварийное частичное отключение насосов подкачивающих насосных станций;
- несанкционированное закрытие (открытие) запорной арматуры, исполнительных устройств автоматических систем регулирования и защиты (АСРиЗ); необходимость выполнения указанных действий должна определяться на основании анализа схемы автоматизации гидравлического режима СЦТ и выявления возможности несанкционированного закрытия (открытия) клапанов рассечки, регуляторов давления и др.;
- проверка функционирования АСРиЗ для обеспечения безопасных переходных гидравлических режимов при регулировании и срабатывании системы защиты.

АП.2.1.2.2 При проведении испытаний для проверки работы смонтированных систем защит от недопустимых изменении давлений в СЦТ любой степени сложности следует предусматривать возмущения исходного режима, соответствующие тем аварийным ситуациям, для защиты от которых предназначены испытываемые системы защит. При проведении испытаний гидравлических АСРиЗ необходимо учитывать требования подраздела 9.9 настоящего стандарта организации.

АП.2.1.2.3 Определение возможных вариантов аварийных отключений сетевых насосов источников тепла, насосов подкачивающих насосных станций и временных интервалов перерыва в электроснабжении насосных агрегатов выполняется на основе анализа схемы электроснабжения электродвигателей сетевых насосов.

Примечание – Варианты аварийных отключений Допускается дополнять возмущениями, связанными с отключениями или пуском насосов подпитки тепловой сети, с пуском и АВР сетевых насосов источника тепловой энергии или подкачивающих насосов насосных станций.

АП.2.1.2.4 Выбор системы защиты в переходных гидравлических режимах для задач II группы предусматривает сочетание расчетного и экспериментального методов, поэтому до проведения испытаний выполняются предварительные расчеты, на основании которых определяется необходимый перечень возмущений для их имитации при проведении испытаний.

АП.2.1.2.5 Допустимость возмущений, подводимых к оборудованию испытываемой СЦТ, определяется на основании предварительных расчетов переходных гидравлических режимов.

Оценка допустимости возмущений, создаваемых в испытываемой СЦТ низшей степени сложности, производится в соответствии с (Разработка унифицированных технических решений по защите оборудования СЦТ от гидравлических ударов с установкой защитных устройств на источниках тепла и на насосных подстанциях магистральных тепловых сетей. Этап 1, 2). Проведение испытаний в системах средней степени сложности предусматривает использование экспериментального метода в сочетании с расчетным (в частности, с использованием упрощенных расчетных зависимостей (Разработка унифицированных технических решений по защите оборудования СЦТ от гидравлических ударов с установкой защитных устройств на источниках тепла и на насосных подстанциях магистральных тепловых сетей Этап 1, 2). В соответствии с результатами предварительных расчетов определяются возможные максимальные значения давлений и допустимость каждого рассматриваемого возмущения.

Для СЦТ высокой степени сложности, перечень и допустимость подводимых возмущений определяются на основании расчетов.

АП.2.1.3 Конфигурация СЦТ, задействованной в период испытаний

АП.2.1.3.1 Для задач первой группы требования к конфигурации СЦТ в период испытаний должны обеспечить имитацию работы, максимально соответствующую реальным условиям СЦТ:

- в испытаниях должны участвовать, как правило, все тепломагистрали от источника тепловой энергии. Допускается исключение из состава испытаний выводов с источника тепловой энергии, суммарный расход сетевой воды через которые ($G_{\text{сумм.маг.}i}$) составляет менее 10 % расчетного суммарного расхода сетевой воды данного источника тепловой энергии ($G_{\text{сумм.ист}}$), т.е. $G_{\text{сумм.маг.}i} < 0{,}1\ G_{\text{сумм.ист}}$;
- отопительные системы потребителей тепла на период испытаний, как правило, должны быть отключены. Решение о допустимости участия оборудования отдельных потребителей тепла в испытаниях должно быть обосновано расчетами, выполненными с учетом требований безопасности данных потребителей;
- циркуляционные перемычки между подающим и обратным трубопроводами (степень их открытия) должны обеспечивать имитацию зимнего гидравлического режима с расходом сетевой воды, соответствующим расчетному расходу при температуре теплоносителя в точке излома температурного графика. При реальной работе СЦТ на повышенных (относительно зимних расчетных расходов) расходах теплоносителя допускается проведение испытаний с имитацией реальных гидравлических режимов;
- имитация ответвлений от основной магистрали тепловой сети осуществляется открытием циркуляционных перемычек на данной магистрали при выполнении условий:
- расчетный расход сетевой воды ($G_{\text{отв}}$) через имитируемое ответвление составляет менее 10 % расчетного расхода по основной магистрали ($G_{\text{маг}}$) на выходе из источника тепловой энергии, а также если протяженность данного ответвления

($L_{отв}$) составляет менее 250 м (в двухтрубном исчислении). т.е. $G_{отв} < 0,1\ G_{маг}$ и $L_{отв} < 250$ м;

- Если $G_{отв} > 0,1\ G_{маг}$, или $L_{отв} > 250$ м, то имитация режима работы ответвления осуществляется открытием циркуляционной перемычки в конце данного ответвления;

- допускается имитация гидравлического режима работы установок группы потребителей тепла с суммарным расходом сетевой воды через них ($G_{сум.гр.потр}$) менее 10 % от $G_{маг}$ путем открытия перемычек между подающим и обратным трубопроводами основной магистрали, т.е. $G_{сум.гр.потр} < 0,1\ G_{маг}$. Открываемые перемычки должны находиться, как правило, после имитируемой группы потребителей;

- концентрированные тепловые нагрузки (одного-двух крупных потребителей тепла с расчетным расходом сетевой воды $G_{потр}$ более 10 % $G_{маг}$, т.е. при $G_{потр} > 0,1\ G_{маг}$) имитируются открытием одной или нескольких перемычек у данных потребителей.

АП.2.1.3.2 Для задач второй группы следует принимать конфигурацию СЦТ, как правило, в соответствии с требованиями, предъявляемыми к задачам первой группы.

При невозможности обеспечения указанных требований допускается исключение части выводов от источника тепловой энергии и части ответвлений от основной магистрали с тем, чтобы суммарный расход сетевой воды от источника тепловой энергии не был ниже 70 % расчетного расхода сетевой воды в зимний период эксплуатации. В этом случае необходимо выполнение сопоставительных расчетов по условиям эксперимента для последующей корректировки расчетных схем (при необходимости) и выполнения расчетов исследований переходных гидравлических режимов для всего диапазона возможных аварийных возмущений.

При определении конфигурации локальных участков СЦТ используются требования применительно непосредственно к участкам.

АП.2.1.4 Температурный и гидравлический режимы СЦТ в период испытаний

АП.2.1.4.1 Температура сетевой воды в период проведения испытаний во всех точках СЦТ, задействованной на период испытаний, должна быть не более 40°С, согласно правил [1] . Водоподогревательное оборудование источника тепловой энергии на период испытаний должно быть отключено.

АП.2.1.4.2 Во время испытаний в СЦТ устанавливается гидравлический режим, соответствующий зимнему эксплуатационному гидравлическому режиму.

Распределение давлений по основным магистралям тепловой сети должно соответствовать зимнему режиму с отклонениями ±0,05 МПа (±0,5 кгс/см^2).

АП.2.1.4.3 До начала испытаний, после регулировки режимов тепловой сети, задействованной в испытаниях, должна проводиться регистрация давлений сетевой воды в исходном режиме (манометрическая съемка).

Регистрация давлений сетевой воды в исходном режиме производится в узловых точках СЦТ:

- до и после задвижек на циркуляционных перемычках, на насосных станциях тепловой сети;

- до и после перекачивающих насосов;
- до и после регулирующих клапанов;
- до и после сетевых насосов на коллекторах источника тепла;
- до и после сетевых подогревателей и водогрейных котлов.

Регистрация давлений сетевой воды в исходном режиме должна производиться с учетом реального положения манометров относительно оси трубопровода.

АП.2.1.4.4 расход сетевой воды в тепловой сети и на источнике тепловой энергии контролируется по штатным измерительным приборам. При отсутствии расходомеров (счетчиков количества теплоносителя) на насосных станциях тепловой сети расход сетевой воды через насосные агрегаты контролируется по токовой нагрузке приводов насосов.

АП.2.1.4.5 На период испытаний отключаются отопительные системы всех потребителей тепла, подключенных по зависимой схеме, а также потребителей тепла, подключенных по независимой схеме, расположенные на нижних геодезических отметках.

В открытых системах теплоснабжения целесообразно отключение максимального количества потребителей тепла по горячей воде с целью имитации режимов с минимальным водоразбором («ночной режим»), являющихся наиболее опасными при прохождении переходных гидравлических режимов.

АП.2.1.4.6 Гидравлический режим водоподогревательной установки источника тепла имитируется частичным открытием задвижек на байпасных линиях теплообменного оборудования.

АП.2.1.4.7 На период испытаний все технологические защиты должны находиться в работоспособном состоянии.

Допускается отключение отдельных технологических защит (например, АВР сетевых или перекачивающих насосов при риске нестационарной конденсации вскипевшего в верхних точках сети теплоносителя при их повторном пуске), что должно обосновываться расчетами, либо при решении локальной задачи – проверкой значений уставок технологических защит.

АП.2.1.5 Технические требования к приборному обеспечению испытаний

АП.2.1.5.1 При проведении испытаний должны использоваться средства измерений, обеспечивающие визуальный контроль и регистрацию параметров (давления, температуры, расхода сетевой воды) исходного стационарного режима, промежуточных (между переходными режимами) и конечного стационарного режима сети.

Визуальный контроль и регистрация параметров стационарных режимов могут производиться с помощью установленных измерительных приборов, используемых при эксплуатации СЦТ и имеющих действующие поверительные (калибровочные) клейма, при необходимости устанавливаются дополнительные средства измерений.

АП.2.1.5.2 При проведении испытаний должны использоваться средства и системы измерений, обеспечивающие измерение и регистрацию изменения во времени текущих параметров гидравлических переходных процессов – мгновенных давлений, при необходимости частоты вращения роторов отключаемых (пус-

каемых) насосных агрегатов и расхода сетевой воды. Указанные средства и системы измерений должны удовлетворять общим технологическим требованиям, перечисленным ниже:

- включение (присоединение) датчика-преобразователя не должно заметно изменять (искажать) статические и динамические свойства объекта, характеристики которого определяются (например, импульсные гидравлические линии для подключения первичных преобразователей должны иметь ограниченную протяженность и гидравлическую емкость, большую механическую жесткость; не допускается завоздушивание этих линий, оптимальным является установка датчиков непосредственно на трубопровод без гидравлической импульсной линии);
- инерционность систем измерений должна быть пренебрежительно мала (не менее чем в десять раз) по сравнению с инерционностью испытываемой СЦТ и задействованного в испытаниях оборудования;
- быстродействие системы измерения должно обеспечивать удовлетворительное построение кривой переходного процесса, для чего должно составлять не менее двух измерений в секунду; при применении контрольно-измерительной аппаратуры с выводом информации на магнитные носители частота опроса каждого датчика должна соответствовать указанному значению;
- электрическая коммутационная сеть и измерительные приборы должны быть малочувствительны к внешним электромагнитным возмущениям (наводкам);
- регистрирующие приборы должны быть синхронизированы по времени;
- конструкция, тип исполнения, способ установки средств измерений, класс изоляции, а также соединительных проводов должны соответствовать параметрам электросети, условиям окружающей среды;
- при проведении испытаний следует пользоваться средствами испытаний, поверенными (калиброванными) или аттестованными в установленном Госстандартом России порядке и имеющими действующие поверительные клейма или свидетельства о поверке или аттестации.

АП.2.1.5.3 Основными видами средств измерений при проведении испытаний являются измерительные приборы и измерительные преобразователи.

Средства измерений с дистанционной передачей показаний, как правило, должны быть унифицированными. Диапазон изменения унифицированного электрического сигнала постоянного тока может составлять:

от 0 до 5 мА;

от 0 до 20 мА;

от 0 до 100 мА.

Рекомендуется использовать приборы с электрическим сигналом 0–5 мА.

АП.2.1.6 Требования к точности измерительных приборов

АП.2.1.6.1 Для осуществления визуального контроля давлений в СЦТ при исходном стационарном режиме допускается использовать измерительные приборы (манометры, измерительные системы – датчик и вторичный прибор), обеспечивающие абсолютную погрешность не более ±0,02 МПа (±0,2 кгс/см^2).

АП.2.1.6.2 Для осуществления контроля расхода сетевой воды в СЦТ допускается использовать измерительные приборы, обеспечивающие относительную погрешность измерений не более ±5 %.

АП.2.1.6.3 Для измерения значений возмущающих воздействий и реакции системы по давлению на возмущающие воздействия с автоматической регистрацией результатов допускается использовать измерительные системы, обеспечивающие:

- абсолютную погрешность измерения давления 0,02 МПа (0,2 кгс/см^2);
- абсолютную погрешность измерения времени 0,05 с.

АП.2.1.7 Объем измерений

Необходимый объем измерений определяется задачей испытаний.

АП.2.1.7.1 В период проведения испытаний при решении задач первой и второй группы необходимо проводить следующие измерения.

Регистрацию изменения давлений во времени в контрольных точках СЦТ:

- на источнике тепла:

а) в обратном и подающем коллекторах сетевой воды (при поддержании различных режимов для отдельных тепломагистралей также на выводах тепловой сети от источника тепла);

б) во всасывающих и напорных коллекторах каждой группы сетевых насосов;

в) на выходе и входе в сетевые теплообменники источника тепла, водогрейные котлы при протяженности внутристанционных сетевых трубопроводов более 200 м, связывающих коллекторы насосных агрегатов с водогрейными котлами или сетевыми подогревателями, а также при блочной схеме ТЭЦ с отсутствием гидравлических связей между аналогичными ступенями сетевых подогревателей различных блоков;

- в тепловых сетях:

а) во всасывающем и в напорном коллекторах перекачивающих насосных станций;

б) до и после клапанов рассечки тепловой сети на гидравлически изолированные зоны;

в) до (по ходу воды) сбросных защитных устройств (при применении сбросных клапанов с гидроприводами целесообразно регистрировать давление в надмембранном пространстве клапанов или на соответствующих импульсных линиях);

г) на отдельных участках тепловых сетей (например, на ответвлениях к потребителям тепла, расположенных на низких геодезических отметках, или на участках сети, в которых возможно вскипание теплоносителя в эксплуатационных условиях), перечень которых определяется в составе результатов предварительных расчетов.

При необходимости регистрацию изменений частоты вращения роторов отключаемых насосных агрегатов (по одному из каждого типа насосных агрегатов).

АП.2.1.7.2 В период проведения испытаний при решении задач первой и второй группы допускается ограничивать объем измерений точками СЦТ, расположенными непосредственно в пределах выделенного для испытаний локального объекта и на участках СЦТ, граничащих с выделенным объектом, если предварительные расчеты параметров переходных гидравлических режимов при подводи-

мых возмущениях с учетом действия средств защиты не превышают предельно допустимых значений для остальных участков (объектов) СЦТ.

АП.2.1.7.3 Для всех видов задач I и II групп проводится:

- контроль и ручная (или с помощью средств телемеханизации) регистрация давлений в контрольных точках СЦТ до начала основного этапа испытаний (исходный режим) и в течение всего основного этапа испытаний не реже одного измерения в течение от 10 до15 мин с записью результатов измерений в журналы наблюдений или (в случае применения средств телемеханизации) на магнитные носители;
- контроль расходов сетевой воды в контрольных точках СЦТ до начала и в период проведения основного этапа испытаний:

а) на источнике тепла по каждой магистрали тепловой сети в подающем и обратном трубопроводах и подпиточной воды;

б) в тепловых сетях через подкачивающие насосные станции.

АП.2.1.8 Составление технической и рабочей программ испытаний

При подготовке испытаний необходимым этапом является составление технической и рабочей программ испытаний.

Техническая и рабочая программы испытаний должны разрабатываться в соответствии с Положением о порядке разработки, согласования и утверждения программ испытаний на тепловых, гидравлических и атомных электростанциях, в энергосистемах, тепловых и электрических сетях.– и подлежат согласованию в тех организациях, оборудование и персонал которых задействуется при испытаниях.

АП.2.1.8.1 Техническая программа устанавливает цель и сроки проведения испытаний и этапы испытаний, режимы работы оборудования элементов СЦТ, режимы работы источника тепла, тепловой сети, систем теплопотребления на каждом этапе испытаний, отклонение параметров в процессе испытаний и их предельные значения, а также оговаривает методы проведения испытаний и регистрации параметров.

АП.2.1.8.2 Рабочая программа устанавливает исходное состояние системы и оборудования, последовательность технологических операций при подготовке, проведении и прекращении испытаний, требования к поддержанию основных параметров оборудования, меры безопасности.

АП.2.1.8.3 Техническая программа должна содержать следующие разделы:

- цели работы и объект испытаний;
- подготовительные работы. В данном разделе необходимо дать следующие сведения:

а) объем и сроки проведения комплекса работ, предшествующих проведению испытаний;

б) перечень специальной регистрирующей аппаратуры и места установки датчиков;

в) точное обозначение задействованных в испытаниях участков тепловой сети, перемычек и ответвлений; перечень задействованного, а также отключенного оборудования насосных станций, источника тепла и систем теплопотребления и дается описание испытательного контура;

- условия проведения испытаний. В данном разделе приводятся следующие сведения:

а) перечень параметров, характеризующих режим работы тепловой сети и оборудования, о которых сообщается руководителю работ перед каждым опытом и после его завершения;

б) порядок передачи операторам на объектах СЦТ команд и подтверждения получения этих команд;

в) порядок синхронизации работы регистрирующей аппаратуры на различных объектах;

г) порядок выполнения команд операторами на объектах, в том числе порядок отключения насосного оборудования или имитации других нарушений работы сети;

- перечень этапов испытаний, общее время проведения работ. В данном разделе даются следующие сведения:

а) перечень этапов в соответствии с последовательностью проведения опытов (перечень следует составлять в соответствии с выполненным ранее анализом СЦТ, предварительным расчетом переходных процессов в сети и последовательным нарастанием интенсивности возмущающих воздействий);

б) перечень факторов, определяющих переход к следующему этапу, отмену этапов или прекращение испытаний;

- режимы работы задействованного оборудования. В данном разделе даются следующие сведения:

а) режим работы задействованного оборудования источника тепловой энергии и тепловой сети;

б) перечень отключенного оборудования;

в) перечень задействованных и отключенных потребителей тепла;

г) температурный режим оборудования во время испытаний;

д) предельные значения параметров сетевой воды для различных точек тепловой сети и систем теплопотребления;

- порядок прекращения испытаний;

- перечень организаций и лиц, ответственных за обеспечение и проведение испытаний и согласование технической и рабочей программ;

- перечень мер по безопасному проведению испытаний.

АП.2.1.8.4 Рабочая программа должна содержать следующие разделы:

- объем подготовительных работ, обеспечивающих проведение испытаний. В данном разделе даются следующие сведения:

а) порядок руководства проведением испытаний с перечнем должностных лиц, ответственных за проведение испытаний, руководителя испытаний и его заместителей и места их расположения во время испытаний;

б) порядок создания испытательного контура с указанием задействованных участков трубопроводов, тепловых камер, перемычек и ответвлений к потребителям с перечнем закрытой и открытой запорной арматуры, а также перечнем задействованных регуляторов и их уставок, устройств технологической защиты;

в) перечень задействованного насосного оборудования на источнике и насосных станциях с указанием о включении или отключении системы АВР;

г) перечень регистрирующей аппаратуры с указанием пределов измерений, контролируемых параметров и точек установки датчиков;

д) перечень средств связи и способов передачи информации руководителю испытаний;

е) состояние системы с данными по исходному стационарному режиму с указанием расходов среды по задействованным магистралям, перемычкам и ответвлениям, температуры сетевой воды, давлений в контрольных точках;

- перечень и последовательность технологических операций при проведении запланированных опытов и их исполнители. В данном разделе даются следующие сведения:

а) в соответствии с перечнем опытов последовательность операций, производимых при проведении каждого из запланированных опытов, и исполнители этих операции;

б) указания о возможной корректировке хода испытаний по промежуточным результатам испытаний;

в) указания по порядку прекращения испытаний и выводу из работы задействованного оборудования СЦТ (здесь же приводятся данные по параметрам и режимам системы после прекращения испытаний или порядку создания требуемого стационарного режима);

- указания о подготовке персонала к проведению испытаний. В данном разделе даются следующие сведения:

а) проведение необходимого инструктажа, указания об объектах и оборудовании, требующих повышенного внимания;

б) меры безопасности для персонала;

в) уточнение действий персонала при возможных незапланированных отключениях и включениях оборудования.

К рабочей программе прилагаются при необходимости схема испытательного контура, схема используемых при испытаниях трубопроводов источника тепловой энергии, пьезометрический график исходного стационарного режима испытываемой магистрали и другие технические материалы.

АП.2.1.9 Требования безопасности

Реализация экспериментального метода определения параметров переходных гидравлических режимов сопровождается воздействием на элементы СЦТ повышенных давлений, причем значения давлений в непредвиденных случаях (при ошибках в предварительных расчетах, плохом техническом состоянии оборудования и трубопроводов и др.) могут выйти за пределы допустимых по условиям прочности для трубопроводов и оборудования.

Подготовка СЦТ к испытаниям сопровождается временной установкой контрольно-измерительных приборов, а испытания – использованием технологического оборудования в нештатных режимах, отключением некоторых устройств технологической защиты.

Комплекс мероприятий по технике безопасности проводимых при подготовке испытаний должен иметь целью разработку и реализацию организационных мероприятий, направленных на предотвращение воздействия на персонал СЦТ опасных факторов при проведении испытаний.

Перед испытаниями проводится инструктаж задействованного персонала по действиям на рабочих местах во время испытаний.

Временная установка приборов с электропитанием должна производиться с учетом требований устройства электроустановок

Средства защиты, используемые приборы и приспособления должны соответствовать нормативным документам по охране труда.

Планируемые на период испытаний мероприятия по безопасности и условия работы задействованного персонала на временных рабочих местах должны соответствовать требованиям охраны труда (техники безопасности) при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей СТО 7023842.27.010.006-2009.

АП.2.2 Экспериментальный (основной) этап испытаний СЦТ при нестационарных гидравлических режимах

В начале основного (экспериментального) этапа испытаний перед проведением экспериментов (опытов) в соответствии с технической и рабочей программами испытаний должны быть выполнены следующие работы:

- тарировка, подключение и проверка регистрирующих приборов, их синхронизация, проверка каналов связи;
- инструктаж и расстановка персонала, участвующего в испытаниях;
- необходимые переключения в СЦТ и регулировка исходного гидравлического режима испытаний;
- регистрация параметров исходного гидравлического режима и проверка соблюдения требований к его созданию, при необходимости дополнительные работы по регулировке.

По окончании указанных работ руководитель испытаний принимает решение о начале проведения первого опыта, о чем по задействованным каналам связи сообщает оперативному персоналу, непосредственно участвующему в создании возмущающих воздействий и регистрации динамических характеристик параметров гидравлического режима.

АП.2.2.1 Внесение возмущений в испытательный гидравлический режим и регистрация динамических характеристик в намеченных контрольных точках СЦТ

АП.2.2.1.1 Внесение каждого возмущения в испытательный гидравлический режим производится в соответствии с утвержденной рабочей программой испытаний с соблюдением приведенной в ней последовательности каждой операции.

АП.2.2.1.2 До начала проведения каждого опыта (внесения возмущения) операторы оборудования, создающего возмущение (т.е. пуск или останов которого вносит испытываемое возмущение), сообщают руководителю испытаний о готовности к выполнению команд.

АП.2.2.1.3 Руководитель испытаний отдает команду о проведении очередного опыта и объявляет точное время внесения возмущения. Промежуток времени с момента объявления команды до момента внесения возмущения должен быть достаточным для прохождения (передачи) команды руководителя испытаний до всех лиц из числа оперативного персонала, задействованного на период испытаний непосредственно для выполнения его команд.

АП.2.2.1.4 Операторы оборудования, создающего возмущение, и операторы быстродействующих регистрирующих измерительных приборов подтверждают получение данной команды.

АП.2.2.1.5 Операторы быстродействующих регистрирующих измерительных приборов (в зависимости от инерционности быстродействующих регистрирующих приборов) от 5 до 20 с до установленного времени включают электронные устройства опроса первичных преобразователей и (или) лентопротяжные механизмы самопишущих регистрирующих приборов.

АП.2.2.1.6 Операторы оборудования, создающего возмущение, точно в назначенное время наносят требуемое в данном опыте возмущение (посредством пуска или останова оборудования, закрытия или открытия арматуры и т.п.) в соответствии с рабочей программой испытаний.

АП.2.2.1.7 После стабилизации давления в контрольных точках (±0,05 МПа) операторы быстродействующих регистрирующих измерительных приборов отключают регистрирующие приборы и сообщают руководителю работ о завершении регистрации параметров.

АП.2.2.1.8 По окончании регистрации руководитель испытаний должен оперативно опросить участников испытаний на предмет успешности проведенных операций по регистрации параметров, срабатыванию защит, устройств регулирования и другого оборудования, работа которых предусматривалась в период проведения опыта. По результатам проведенного опроса руководитель работ оценивает результаты опыта с точки зрения необходимости его повторного проведения.

Параллельно производится опрос оперативного персонала источника тепла, тепловых сетей, в том числе выставленных наблюдателей, о нарушениях в работе оборудования, разрывах трубопроводов, задействованных на период испытаний, недопустимых изменениях параметров теплоносителя, не предусмотренных рабочей программой испытаний, и т.п.

На основании результатов оперативного опроса руководитель работ принимает решение о повторении опыта, продолжении испытаний либо досрочном их прекращении.

АП.2.2.1.9 Руководитель испытаний подает команду о восстановлении исходного режима испытаний, требуемого для проведения очередного или повторения произведенного опыта.

АП.2.2.1.10 В случае выявления повреждений оборудования и трубопроводов в период проведения опыта или нерасчетных изменений параметров сетевой воды, которые могут привести к таким повреждениям при последующих опытах, руководитель испытаний оперативно решает вопрос о прекращении испытаний и (при необходимости) принимает меры к устранению повреждений оборудования и трубопроводов и восстановлению эксплуатационного режима СЦТ.

АП.2.2.1.11 Оперативный персонал, участвующий в испытаниях, производит необходимые переключения в соответствии с командами руководителя испытаний, требуемые для повторения проведенного опыта или выполнения следующего в соответствии с рабочей программой испытаний либо для досрочного прекращения испытаний.

АП.2.2.2 Обследование тепловой сети после завершения испытаний, выявление и устранение при необходимости повреждений СЦТ

По окончании испытаний должно быть произведено визуальное обследование (контроль состояния) оборудования и трубопроводов, задействованных в испытаниях, для выявления возможных технических дефектов.

Состав работ при таком обследовании аналогичен подобным работам, проводимым при проведении испытаний трубопроводов и оборудования на плотность и прочность.

Дополнительно должна быть проверена работоспособность штатных устройств авторегулирования и защиты, задействованных в период испытаний, а также тех, которые были выведены из работы на этот период. Порядок и состав работ по проверке устройств авторегулирования и защиты аналогичны порядку и составу работ, проводимых периодически при их эксплуатации в соответствии с инструкциями по эксплуатации.

Выявленные дефекты трубопроводов и оборудования, средств автоматизации и защиты, которые могут привести к нарушениям в работе СЦТ в эксплуатационном режиме, подлежат устранению до восстановления нормальной работы СЦТ. Другие выявленные дефекты подлежат регистрации в установленном порядке и устраняются при ближайшем плановом отключении соответствующих участков трубопроводов, оборудования, подкачивающих насосных станций, водоподогревательной установки, источника тепла и других элементов СЦТ.

АП.2.2.3 Восстановление эксплуатационного гидравлического и температурного режимов СЦТ

Восстановление эксплуатационного гидравлического и температурного режимов СЦТ производится после устранения выявленных дефектов трубопроводов и оборудования, средств автоматизации и защиты, которые возникли при проведении испытаний и могут привести к нарушениям в работе СЦТ в нормальном эксплуатационном режиме.

Восстановление эксплуатационного гидравлического и температурного режимов СЦТ производится по командам руководителя испытаний или дежурного диспетчера тепловой сети, который в соответствии с программой испытаний принимает на себя оперативное руководство СЦТ по окончании испытаний.

Последовательность операций по восстановлению эксплуатационного гидравлического и температурного режимов СЦТ должна быть предусмотрена рабочей программой испытаний.

АП.2.3 Аналитический (заключительный) этап испытаний СЦТ при нестационарных гидравлических режимах

АП.2.3.1 Расшифровка экспериментальных данных и их представление в удобной для анализа форме

Полученная в ходе каждого опыта измерительная информация подвергается предварительной обработке с целью представления ее в единой и удобной для последующего анализа форме.

АП.2.3.1.1 Обработка результатов измерения параметров исходных режимов для каждого опыта проводится следующим образом:

- результаты регистрации давлений исходного режима, выполненной в течение всего хода испытаний через заданные промежутки времени по манометрам, установленным в контрольных точках СЦТ, и произведенной либо наблюдателями, выставленными в этих точках, либо посредством системы телеметрии, должны быть:

а) при необходимости приведены в единую систему измерений;

б) откорректированы на фактическое положение манометров относительно оси трубопровода или оборудования;

в) сгруппированы с учетом времени произведенных измерений по каждому из проведенных опытов в соответствии с рабочей программой испытаний;

- результаты контроля (измерения) расхода сетевой воды, выполненного в течение всего хода испытаний по расходомерам, установленным в контрольных точках СЦТ, следует:

а) при необходимости привести в единую систему измерений;

б) сгруппировать с учетом времени произведенных измерений по каждому из проведенных опытов в соответствии с рабочей программой испытаний;

в) откорректировать, исключив результаты измерения расхода, выходящие за допустимые пределы измерений (пределы шкалы) конкретных расходомеров.

После группировки результатов измерений расхода по каждому опыту внутри каждой группы выделяются результаты измерений, соответствующие исходному режиму до начала каждого опыта.

Целесообразно также (если это представляется возможным, т.е. позволяют инерционные свойства и пределы шкалы использованных расходомеров) выделять отдельно динамические характеристики изменения расхода сетевой воды в контрольных точках начиная с момента внесения возмущения (начала опыта) до момента стабилизации параметров (окончания опыта).

АП.2.3.1.2 Обработка результатов измерения параметров переходных гидравлических процессов (давления сетевой воды, частоты вращения роторов насосных агрегатов, перемещения органов запорно-регулирующей арматуры, расхода сетевой воды и др.) и их изменений во времени выполняется следующим образом:

- результаты измерения текущих значений указанных параметров в контрольных точках СЦТ в каждом опыте могут быть получены в одном из двух видов:

а) графическом – в случае применения самопишущих регистрирующих приборов (светолучевых осциллографов с представлением результатов измерений на светочувствительной бумаге и т.п.);

б) табличном – в случае применения приборов с регистрацией (архивированием или выводом на печать) текущих значений измеряемого параметра и времени на магнитных носителях информации;

- для удобства последующего анализа полученные результаты измерений целесообразно представлять в двух указанных видах, при этом необходимо:

а) привести каждый параметр к единой выбранной для этого параметра единице измерения;

б) привести результаты измерения параметров в каждом опыте к единой шкале измерения времени переходного процесса (допускается применение различных шкал измерения для разных периодов переходного процесса в одном опыте);

в) сгруппировать результаты измерения по каждому проведенному опыту и по тем объектам СЦТ, где проводились указанные измерения (источник тепла, подкачивающая насосная станция, дроссельная станция, локальный участок тепловой сети и т.п.), а также при необходимости в зависимости от поставленных задач по конкретному оборудованию (группе сетевых или перекачивающих насосов, подающему или обратному коллекторам источника тепла, быстродействующему сбросному устройству и т.п.);

г) объединить и при необходимости построить в единой системе координат динамические характеристики по аналогичным параметрам (например, по изменению давления или др.) для каждой объединенной группы (объекта СЦТ или конкретного оборудования); допускается построение динамических характеристик по различным параметрам на одном графике с общей шкалой по времени и различными шкалами – по каждому параметру);

д) на каждом графике динамической характеристики нанести линии предельно допустимых значений (максимум и минимум) для каждого параметра по условиям прочности оборудования, поддержания требуемого технологического режима, в том числе линии вскипания теплоносителя, уставок технологических защит и т.п.;

е) к каждой графической динамической характеристике прикладывать таблицу изменения соответствующих параметров во времени.

АП.2.3.2 Анализ экспериментальных данных

По результатам полученной измерительной информации:

- строятся пьезометрические графики исходных гидравлических режимов и графики мгновенных давлений для каждой точки измерения соответственно возмущающему воздействию, наносимому во время эксперимента;
- для каждой из контрольных точек СЦТ определяются максимальные (минимальные) значения абсолютного давления;
- проводится сопоставление полученных экспериментальных данных с допустимыми по условиям прочности оборудования значениями давления; в качестве последних могут быть использованы значения испытательного давления; следует также определить возможность вскипания теплоносителя при переходном гидравлическом режиме;
- определяются зоны действия недопустимых давлений в соответствии с (Разработка унифицированных технических решений по защите оборудования СЦТ от гидравлических ударов с установкой защитных устройств на источниках тепла и на насосных подстанциях магистральных тепловых сетей. Этап 1, 2).

АП.3 Рекомендации по анализу результатов испытаний и составление заключений

АП.3.1 На основании полученных результатов анализа экспериментальных данных:

- для первой группы задач по пп. АП.2.3.1.1 и АП.2.3.1.2 настоящего приложения определяются опасность переходного аварийного режима при рассматриваемых возмущающих воздействиях, зона действия недопустимых давлений, значения экстремальных давлений и время их возникновения; рекомендации по выбору системы защиты и определения технических характеристик защитных устройств приведены в (Разработка унифицированных технических решений по защите оборудования СЦТ от гидравлических ударов с установкой защитных устройств на источниках тепла и на насосных подстанциях магистральных тепловых сетей. Этап 1, 2);

- для второй группы задач по пп. АП.2.3.2.1 и АП.2.3.2.2 настоящих Методических указаний определяются параметры соответствующих переходных гидравлических режимов, выявляются реальные динамические характеристики СЦТ с целью последующего использования в расчетах переходных гидравлических режимов;

- для задач первой и второй групп по пп. АП.2.3.1.3 и АП.2.3.2.3 настоящих Методических указаний на основании результатов испытаний составляется заключение о работоспособности и технической эффективности защитных устройств, при необходимости разрабатываются мероприятия по доведению характеристик устройств до соответствующих технологическому процессу значений.

Кроме того, на основании испытаний проводится:

- взаимоувязка действия защит на локальном участке (объекте) СЦТ с режимами работы других элементов СЦТ;

- уточнение уставок, постоянных времени защитных устройств, регуляторов рассечки и т.п. для локального объекта (участка тепловой сети, насосной станции) СЦТ.

АП.3.2 По результатам испытаний составляют заключение, в котором указываются основные результаты испытаний, перечень мероприятий, направленных на решение поставленных перед испытаниями задач в соответствии с технической программой. К заключению по результатам испытаний прилагаются техническая и рабочая программы, результаты измерений параметров переходных гидравлических режимов, параметров исходных режимов перед каждым опытом, рапорты наблюдателей и другая техническая документация.

Приложение АР
(рекомендуемое)
Методические рекомендации по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «потери сетевой воды»

АР.1 Общие положения

АР.1.1 Энергетическая характеристика тепловой сети по показателю ПСВ устанавливает в абсолютных или относительных величинах зависимость технически обоснованных потерь теплоносителя на транспорт и распределение тепловой энергии от источника до потребителей от характеристик и режима работы тепловой сети (системы теплоснабжения).

АР.1.2 Значения расчетных (нормируемых) и фактических эксплуатационных ПСВ в тепловой сети (системе теплоснабжения) являются показателями энергетической эффективности транспорта, распределения и использования тепловой энергии, а также технического состояния тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом и уровня их эксплуатации.

АР.1.3 В настоящих Методических рекомендациях вопросы разработки энергетической характеристики по показателю ПСВ рассматриваются для двух элементов системы теплоснабжения: тепловых сетей, в том числе с разбивкой по принадлежности, и систем теплопотребления, так как только в этом случае возможно определение фактических эксплуатационных ПСВ и проведение анализа причин их несоответствия расчетным значениям путем сопоставления количества отпущенной, потребленной и возвращенной сетевой воды.

Кроме того, значение ПСВ является одним из показателей работы предприятия, которое эксплуатирует тепловые сети (энергоснабжающей организации) и на которое возлагается контроль использования сетевой воды.

АР.1.4 В общем виде значение ПСВ зависит от следующих характеристик и показателей тепловой сети (системы теплоснабжения):

- плотности (или распределения) тепловой нагрузки по площади застройки, единичной мощности систем теплопотребления, количества индивидуальных или групповых абонентских присоединений;
- структуры тепловых сетей по соотношению материальных характеристик (произведений наружных диаметров на длину) магистральных и распределительных трубопроводов;
- вида применяемых устройств компенсации температурных удлинений трубопроводов, типа и количества запорно-регулирующей арматуры в тепловой сети, на индивидуальных, групповых и центральных тепловых пунктах;
- технологических схем присоединения потребителей (зависимой, независимой) и обеспечения нагрузки горячего водоснабжения (открытой, закрытой, смешанной), типа, количества и схем присоединения подогревателей горячего водоснабжения (в закрытой системе теплоснабжения), типа и количества автоматических регуляторов температуры и других средств авторегулирования;

- типа и количества насосного оборудования, средств автоматического регулирования и защиты;
- срока эксплуатации трубопроводов и оборудования тепловых сетей и систем теплопотребления, их технического состояния;
- значений рабочих давления и температуры сетевой воды при заданных режимах работы системы теплоснабжения,

АР.1.5 Потери сетевой воды по своему отношению к технологическому процессу транспорта, распределения и потребления тепловой энергии разделяются на технологические потери (затраты) сетевой воды и ПСВ с утечкой.

К технологическим ПСВ как необходимым для обеспечения нормальных режимов работы систем теплоснабжения и обусловленным принятыми технологическими решениями и техническим уровнем применяемого оборудования и устройств относятся:

- затраты сетевой воды на пусковое заполнение тепловых сетей и систем теплопотребления после проведения планово-предупредительного ежегодного ремонта, а также при подключении новых сетей и систем;
- технологические сливы в средствах автоматического регулирования и защиты (которые предусматривают такой слив) в размере, не превышающем установленный техническими условиями;
- затраты сетевой воды на проведение плановых эксплуатационных испытаний и работ в размере, не превышающем технически обоснованные значения.

Технологические ПСВ являются производственными затратами сетевой воды.

К ПСВ с утечкой относятся:

- технологические потери (затраты) сетевой воды, превышающие технически обоснованные значения;
- потери сетевой воды при нарушениях нормальных режимов работы систем теплоснабжения, связанных с нарушением плотности (повреждениями) тепловой сети или систем теплопотребления и с проведением аварийно-восстановительных работ по их устранению;
- потери сетевой воды с ее сливом или отбором из тепловой сети или систем теплопотребления на удовлетворение потребностей в тепловой энергии или воде, не предусмотренных техническими решениями и договорными отношениями.

Утечки сетевой воды через неплотности трубопроводов, арматуры и оборудования в пределах установленного нормативными документами значения как технически неизбежные при транспорте тепловой энергии также относятся к производственным потерям.

АР.1.6 Технически неизбежные в процессе транспорта, распределения и потребления тепловой энергии ПСВ с утечкой в системах централизованного теплоснабжения в установленных пределах составляют нормативное значение утечки. Допустимое нормативное значение ПСВ с утечкой определяется требованиями действующих Типовой инструкции по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей) и Типовой инструкции по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения и устанавливается только в зависимости от внутреннего объема сетевой

воды в трубопроводах и оборудовании тепловой сети и подключенных к ней систем теплопотребления, несмотря на многофункциональную зависимость ПСВ как от общих для всех тепловых сетей и систем теплопотребления показателей и характеристик, так и от местных особенностей эксплуатации систем централизованного теплоснабжения.

АР.2Определение расчетных (нормируемых) ПСВ

АР.2.1 Энергетическая характеристика по показателю ПСВ разрабатывается для тепловых сетей, находящихся на балансе энергоснабжающего предприятия. Однако отсутствие в большинстве случаев приборов учета количества сетевой воды на границах балансовой принадлежности не позволяет производить сопоставление и оценку фактических ПСВ только для тепловых сетей энергоснабжающего предприятия. При этом осуществляется общий для системы теплоснабжения учет ПСВ по значению подпиточной воды (для закрытой системы) на источнике (источниках) тепла, а также у определенной части групповых или индивидуальных потребителей тепла, что позволяет осуществлять сопоставление фактических и нормируемых ПСВ в целом по системе теплоснабжения, а в некоторых случаях и по ее отдельным элементам.

Поэтому энергетическая характеристика по показателю ПСВ составляется для системы теплоснабжения в целом с выделением составляющих ПСВ для тепловых сетей на балансе энергоснабжающей организации, тепловых сетей, являющихся собственностью других организаций, и систем теплопотребления. Соответственно осуществляется рассмотрение отдельных составляющих потерь.

АР.2.2 Расчетные (нормируемые) годовые ПСВ в тепловой сети (системе теплоснабжения) $G^{р}_{ПСВ}$ ($м^3$) определяют по формуле:

$$G^{р}_{ПСВ} = G^{р}_{т} + G^{н}_{ут} = G^{р}_{п.п} + G^{р}_{п.а} + G^{р}_{п.и} + G^{н}_{ут}, \qquad (АР.1)$$

где $G^{р}_{т}$ – расчетные годовые технологические потери (затраты) сетевой воды, $м^3$;

$G^{н}_{ут}$ – расчетные (нормативные) годовые ПСВ с нормативной утечкой из тепловой сети и систем теплопотребления, $м^3$.

$G^{р}_{п.п}$ – расчетные годовые потери (затраты) сетевой воды, связанные с пуском тепловых сетей и местных систем в эксплуатацию после планового ремонта и с подключением новых сетей и систем после монтажа, $м^3$;

$G^{р}_{п.а}$ – расчетные годовые ПСВ со сливами из средств автоматического регулирования и защиты, установленных на тепловых сетях и системах теплопотребления, $м^3$;

$G^{р}_{п.и}$ – расчетные годовые ПСВ, неизбежные при проведении плановых эксплуатационных испытаний и других регламентных работ на тепловых сетях и системах теплопотребления, $м^3$.

АР.2.3 Потери сетевой воды, связанные с проведением ежегодных плановых ремонтов, включают в себя ПСВ на выполнение подготовительных работ (проведение опрессовки, опорожнение тепловых сетей и систем теплопотребления и

др.), проведение собственно ремонта и на выполнение работ по вводу сетей и систем после ремонта (заполнение, проведение регулировочных работ и т.п.).

Аналогично ПСВ на ввод в эксплуатацию новых сетей и систем теплопотребления после их монтажа включают в себя ПСВ на проведение подготовительных работ, заполнение сетей и систем, их наладку и регулировку.

Расчетные годовые ПСВ на ввод в эксплуатацию тепловых сетей и систем теплопотребления после планового ремонта и подключение новых сетей условно принимаются кратными соответствующим внутренним объемам присоединенных тепловых сетей и систем теплопотребления и устанавливаются действующими нормативными документами (НД) равными: для тепловых сетей энергетического комплекса – 1,5-кратному объему, для тепловых сетей и систем теплопотребления коммунального (муниципального) хозяйства – также 1,5-кратному объему (до последнего времени – 1,2-кратному по действовавшим на тот период НД).

Для других тепловых сетей и систем теплопотребления эти ПСВ принимаются в пределах указанных значений в размере, определяемом договорными отношениями.

АР.2.4 Потери сетевой воды со сливами из средств автоматического регулирования и защиты (САРЗ) тепловых сетей и систем теплопотребления включают в себя ПСВ, которые обусловлены их конструкцией и технологией обеспечения нормального функционирования.

Количественное значение ПСВ устанавливается на основании паспортных данных или технических условий САРЗ, скорректированных по результатам их наладки и регулировки (эксплуатационных норм).

Расчетные годовые ПСВ со сливами из САРЗ ($м^3$) определяют по формуле:

$$G^{р}_{п.а} = \Sigma(gNn), \qquad (АР.2)$$

где g – технически обоснованный расход сетевой воды на слив для каждого типа используемых САРЗ, $м^3/ч$;

N – среднегодовое количество однотипных САРЗ, находящихся в работе, шт.;

n – среднегодовое число часов работы САРЗ, ч.

АР.2.5 Потери сетевой воды на проведение плановых эксплуатационных испытаний и промывок тепловых сетей и систем теплопотребления включают в себя неизбежные ПСВ при проведении этих работ в соответствии с утвержденными в установленном порядке методическими указаниями, включая подготовительные работы, отключение отдельных участков тепловых сетей и систем теплопотребления, опорожнение (при необходимости) и их последующее включение в работу. Применяемые при этом методы и средства должны предусматривать минимальные ПСВ.

Расчетные годовые ПСВ на эти виды работ определяются исходя из установленной НД периодичности проведения и их физического объема в планируемом году и эксплуатационных норм ПСВ, разработанных и утвержденных руководством энергоснабжающей организации по каждому виду работ для тепловых сетей, находящихся на ее балансе. Для тепловых сетей и систем теплопотребления на балансе других организаций расчетные годовые ПСВ определяются в соответствии с договором на основании технически обоснованных данных.

АР.2.6 Проведение промывок осуществляется технической или водопроводной водой, при окончательной промывке после дезинфекции использование сетевой воды должно быть минимальным и затраты сетевой воды учитываются только на опорожнение и последующее заполнение промываемых (дезинфицируемых) участков.

В составе ПСВ не предусмотрены затраты сетевой воды при проведении ежегодных гидравлических испытаний на прочность и плотность после ремонта до начала отопительного сезона, а также гидравлических опрессовок для выявления дефектов, подлежащих устранению в период ремонта. При выявлении неплотностей и неисправностей оборудования и трубопроводов помимо возникающих утечек возможно полное или частичное опорожнение отдельных участков трубопроводов для устранения дефектов с повторным испытанием. В тепловых сетях с большим сроком эксплуатации и соответствующим износом ПСВ при гидравлических испытаниях могут быть довольно значительными и не учитываются в затратах сетевой воды на пусковое заполнение. В связи с этим допускается учитывать эти дополнительные потери в размере дополовины объема тепловых сетей на балансе теплосетевой организации.

Все дополнительные ПСВ учитываются актами или утверждаются в качестве эксплуатационных норм в установленном порядке.

АР.2.7 Годовые расчетные (нормативные) ПСВ с утечкой определяются следующим образом.

АР.2.7.1 Годовые расчетные (нормативные) ПСВ с утечкой $G_{ут}^{н}$ (м^3) определяют по формуле:

$$G_{ут}^{н} = \frac{a V^{ср.г} n_{год}}{100} = g_{ут}^{н.г} n_{год}, \qquad (АР.3)$$

где a – расчетное (нормативное) удельное значение ПСВ с утечкой из тепловой сети и систем теплопотребления, %/ч;

$V^{ср.г}$ – среднегодовой объем сетевой воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплопотребления, м^3;

$n_{год}$ – продолжительность работы системы теплоснабжения в течение года, ч;

$g_{ут}^{н.г}$ – среднегодовая норма ПСВ с утечкой, м^3/ч.

АР.2.7.2 Удельное значение ПСВ с утечкой «a» определяется требованиями действующих Типовой инструкции по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей) и Типовой инструкции по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения и устанавливается в размере не более 0,25 % среднегодового объема воды в тепловой сети и подключенных к ней системах теплопотребления в час.

Конкретное удельное значение ПСВ с утечкой для каждой системы теплоснабжения в размере, не превышающем 0,25 %/ч, устанавливается на основании анализа эксплуатационных данных с учетом местных особенностей.

АР.2.7.3 Среднегодовой внутренний объем сетевой воды в тепловой сети и присоединенных системах теплопотребления (м^3) определяют по формуле:

$$V^{\text{ср.г}} = \frac{V^{\text{от}} n_{\text{от}} + V^{\text{л}} n_{\text{л}}}{n_{\text{год}}}, \qquad \text{(АР.4)}$$

где $V^{\text{от}}$ и $V^{\text{л}}$ – объем сетевой воды в трубопроводах тепловых сетей и системах теплопотребления соответственно в отопительном и летнем периодах работы системы теплоснабжения, м^3;

$n_{\text{от}}$ и $n_{\text{л}}$ – продолжительность соответственно отопительного и летнего периодов работы системы теплоснабжения, ч;

$n_{\text{год}}$ – календарная продолжительность работы системы теплоснабжения, ч.

Объемы сетевой воды $V^{\text{от}}$ и $V^{\text{л}}$ (м^3) определяют по формулам:

$$V^{\text{от}} = V^{\text{от}}_{\text{т.с}} + V^{\text{от}}_{\text{с.т}}; \qquad \text{(АР.5)}$$

$$V^{\text{л}} = V^{\text{л}}_{\text{т.с}} + V^{\text{л}}_{\text{с.т}}, \qquad \text{(АР.6)}$$

где $V^{\text{от}}_{\text{т.с}}$ и $V^{\text{л}}_{\text{т.с}}$ – объемы сетевой воды в трубопроводах и оборудовании тепловых сетей соответственно в отопительном и летнем периодах работы системы теплоснабжения, определяемые раздельно по балансовой принадлежности и в целом по тепловым сетям, м^3;

$V^{\text{от}}_{\text{с.т}}$ и $V^{\text{л}}_{\text{с.т}}$ – объемы сетевой воды в системах теплопотребления соответственно в отопительном и летнем периодах работы системы теплоснабжения, м^3.

АР.2.7.4 При определении объемов сетевой воды в системах теплопотребления учитываются все системы теплопотребления, обеспечивающие различные виды тепловой нагрузки, независимо от схемы их присоединения. Исключение составляют системы горячего водоснабжения, присоединенные через водоподогреватели (закрытая схема).

Для определения объемов сетевой воды в трубопроводах тепловых сетей и системах теплопотребления коммунальных, общественных и административных зданий могут быть использованы технические характеристики трубопроводов для определения внутреннего объема тепловых сетей, приведенные в приложении АР.1, и удельные объемы воды для определения внутреннего объема систем теплопотребления, приведенные в приложении АР.2. Определение объемов сетевой воды в системах теплопотребления промышленных зданий и сооружений должно осуществляться по исполнительной технической документации.

Для коммунально-бытовых потребителей, если точно неизвестны типы нагревательных приборов, не следует принимать максимальное значение объемов систем.

АР.2.7.5 Сезонные нормы утечки для отопительного и летнего периодов работы системы теплоснабжения (м^3/ч) определяют по формулам:

$$g^{\text{н.от}}_{\text{ут}} = \frac{aV^{\text{от}}}{100} \cdot \frac{n_{\text{от}}}{n_{\text{год}}}; \qquad \text{(АР.7)}$$

$$g^{\text{н.л}}_{\text{ут}} = \frac{aV^{\text{л}}}{100} \cdot \frac{n_{\text{л}}}{n_{\text{год}}}. \qquad \text{(АР.8)}$$

При этом уравнение (АР.3) может быть представлено в виде

$$G_{ут}^{н} = g_{ут}^{н.г} n_{тод} = (g_{ут}^{н.от} + g_{ут}^{н.л}) n_{тод}. \quad (АР.9)$$

АР.2.8 Расчетные ПСВ по месяцам и сезонам работы системы теплоснабжения определяются также по составляющим потерь с подстановкой соответствующих этим периодам значений. При определении ПСВ с утечкой принимается, что разработанные сезонные нормы для отопительного и летнего периодов по месяцам являются постоянными, а известные (запланированные) изменения объемов тепловых сетей и (или) систем теплопотребления по месяцам учтены при определении значений $V^{от}$ и $V^{л}$.

АР.2.9 При необходимости определения расчетных (нормируемых) ПСВ в тепловой сети (системе теплоснабжения) раздельно по эксплуатационным районам или источникам тепла используются формулы (АР.1) – (АР.9), в которых отдельные составляющие ПСВ определяются для этих районов или источников тепла.

При определении среднегодовых ПСВ с утечкой, среднегодовых и сезонных норм принимаются соответствующие значения входящих в формулы величин для отдельных районов или источников тепла.

АР.2.10 Приведенные положения по определению ПСВ относятся к системе теплоснабжения (отдельному району, источнику) в целом, т.е. без разделения тепловых сетей и систем теплопотребления по их балансовой принадлежности.

В то же время определение фактических эксплуатационных ПСВ производится по элементам системы теплоснабжения в соответствии с их балансовой принадлежностью и с учетом оснащенности приборами учета количества сетевой воды и места их размещения по отношению к границе принадлежности.

Поэтому определение расчетных (нормируемых) ПСВ с последующим их суммированием осуществляется по следующим элементам системы теплоснабжения (относящимся к источнику тепла, эксплуатационному району):

- трубопроводам и оборудованию тепловых сетей на балансе энергоснабжающей организации;
- тепловым сетям и системам теплопотребления абонентов с приборами учета расхода сетевой воды на границе балансовой принадлежности;
- трубопроводам и оборудованию тепловых сетей других оптовых потребителей без приборов учета количества сетевой воды на границе балансовой принадлежности;
- системам теплопотребления абонентов без приборов учета количества сетевой воды;
- тепловым сетям потребителей, находящимся между границей балансовой принадлежности и местом установки приборов учета количества сетевой воды.

Расчеты по определению ПСВ рекомендуется производить по рекомендуемым формам расчета ПСВ, приведенным в приложении АР.3.

АР.3Определение фактических эксплуатационных ПСВ и сопоставление их с расчетными (нормируемыми) значениями

АР.3.1 Определение фактических эксплуатационных ПСВ как по системе теплоснабжения в целом, так и по отдельным элементам и их балансовой принад-

лежности должно осуществляться в соответствии с действующими Правилами учета тепловой энергии и теплоносителей.

Ниже приводятся рекомендуемые основные методические положения по определению фактических эксплуатационных ПСВ по отдельным элементам системы теплоснабжения (см. п. АР.2.10) исходя из целей и задач настоящих Методических указаний.

АР.3.2 Фактические эксплуатационные ПСВ по системе теплоснабжения как суммарно, так и по отдельным составляющим ПСВ за определенный отчетный период (месяц, сезон, год) должны быть сопоставлены с расчетными (нормируемыми) ПСВ за тот же период. За наименьший период принимается один месяц.

АР.3.3 Фактические эксплуатационные ПСВ по системе теплоснабжения в целом (отдельному району, источнику тепла) для закрытой системы теплоснабжения за принятый отчетный период определяются как разность количества отпущенной с коллекторов источника (источников) тепла и возвращенной сетевой воды (или количеством подпиточной воды) за тот же период.

Составляющие ПСВ $G_{\text{ПСВ}}$ (т/мес) в общем случае (за один месяц работы системы теплоснабжения) определяют по формуле:

$$G_{\text{ПСВ}} = G_{\text{т}}^{\text{ф}} + G_{\text{ут}}^{\text{ф}} + G_{\text{гвс}}^{\text{ф}}, \qquad \text{(АР.10)}$$

где $G_{\text{т}}^{\text{ф}}$ – суммарные затраты сетевой воды на технологические нужды по всем элементам системы теплоснабжения, учитываемые по актам или нормативам при проведении технологических операций или работ (заполнение сетей, сливы из САР, подготовительные работы по проведению испытаний и т.п.), т/мес;

$G_{\text{ут}}^{\text{ф}}$ – суммарные ПСВ с утечкой по всем элементам системы теплоснабжения, т/мес;

$G_{\text{гвс}}^{\text{ф}}$ – суммарное количество сетевой воды, израсходованное на нужды горячего водоснабжения в открытой системе теплоснабжения потребителями (абонентами), имеющими договора с энергоснабжающей организацией, т/мес.

АР.3.4 Фактические технологические ПСВ сетевой воды $G_{\text{т}}^{\text{ф}}$ $G_{\text{т}}^{\text{ф}}$ (т/мес) складываются из следующих составляющих:

$$G_{\text{т}}^{\text{ф}} = G_{\text{т}}^{\text{у.а}} + G_{\text{т}}^{\text{у.р}}, \qquad \text{(АР.11)}$$

где $G_{\text{т}}^{\text{у.а}}$ – технологические ПСВ на проведение технологических операций или работ (заполнение сетей и систем, подготовка к испытаниям и т.п.), учитываемые по актам, т/мес;

$G_{\text{т}}^{\text{у.р}}$ – технологические ПСВ, учитываемые по разработанным технологическим нормативам (например, ПСВ со сливами из САРЗ), т/мес.

АР.3.5 Фактические ПСВ с утечкой $G_{\text{ут}}^{\text{ф}}$ (т/мес) складывают из следующих составляющих, определяемых по формуле:

$$G_{\text{ут}}^{\text{ф}} = G_{\text{ут}}^{\text{у.а}} + G_{\text{ут}}^{\text{у.н}} + G_{\text{ут}}^{\text{н.у}}, \qquad \text{(АР.12)}$$

где $G_{\text{ут}}^{\text{у.а}}$ – потери сетевой воды с утечкой, учитываемые количественно по актам, составляемым при выявлении ПСВ, не относящихся к технологическим (не

предусмотренный договорами разбор сетевой воды, повреждения тепловых сетей и систем теплопотребления и т.п.), т/мес;

$G_{ут}^{у.н}$ – потери сетевой воды с нормативной утечкой из элементов системы теплоснабжения, т/мес;

$G_{ут}^{н.у}$ – потери сетевой воды с утечкой, не установленной по месту и количественно, а также вследствие неточности измерения количества отпущенной и потребленной сетевой воды, т/мес.

АР.3.6 Не выявленные по месту их нахождения и не установленные количественно ПСВ $G_{ут}^{н.у}$ определяются из уравнений водного баланса системы теплоснабжения в зависимости от ее вида – закрытой или открытой.

АР.3.7 Определение неустановленных ПСВ $G_{ут}^{н.у}$ (т/мес) в закрытой системе теплоснабжения осуществляют по формуле:

$$G_{ут}^{н.у} = G_{ПСВ} - (G_{т}^{у.а} + G_{т}^{у.р}) - (G_{ут}^{у.а} + G_{ут}^{у.н}) - G_{пр}, \qquad (АР.13)$$

где $G_{пр}$ – количество сетевой воды, израсходованной потребителями с приборами учета, включающее все виды ПСВ в тепловых сетях на балансе потребителей и системах теплопотребления, т/мес;

$(G_{т}^{у.а} + G_{т}^{у.р})$ – технологические ПСВ в следующих элементах системы теплоснабжения:

- тепловой сети энергоснабжающей организации;
- тепловых сетях и системах теплопотребления на балансе абонентов без приборов учета израсходованного ими количества сетевой воды;
- тепловых сетях на балансе потребителей с приборами учета количества израсходованной сетевой воды, установленными не на границе балансовой принадлежности тепловых сетей;

$(G_{ут}^{у.а} + G_{ут}^{у.н})$ – ПСВ с утечкой в тех же элементах системы теплоснабжения по их балансовой принадлежности.

Значение неустановленных (невыявленных) ПСВ с утечкой $G_{ут}^{н.у}$ $G_{ут}^{н.у}$, определенное суммарно для всей системы теплоснабжения по формуле (АР.13), распределяется по балансовой принадлежности элементов пропорционально соответствующим внутренним объемам тепловых сетей и систем теплопотребления по формуле:

$$G_{ут}^{н.у.эл} = \frac{G_{ут}^{н.у}}{\Sigma V_{эл}} \cdot V_{эл}, \qquad (АР.14)$$

где $G_{ут}^{н.у.эл}$ – значение неустановленных (невыявленных) ПСВ в элементах системы теплоснабжения (тепловых сетях энергоснабжающей организации, тепловых сетях и системах теплопотребления абонентов без учета количества израсходованной сетевой воды, тепловых сетях абонентов с приборами учета количества сетевой воды не на границе балансовой принадлежности), т/мес;

$\Sigma V_{эл}$ – суммарный внутренний объем тепловых сетей и (или) систем теплопотребления, за исключением тепловых сетей и систем теплопотребления после приборов учета количества израсходованной сетевой воды, м^3;

$V_{эл}$ – внутренний объем трубопроводов тепловых сетей и (или) систем теплопотребления в соответствии с их балансовой принадлежностью, за исключением тепловых сетей и систем теплопотребления с приборами учета количества израсходованной сетевой воды, м^3.

АР.3.8 Определение неустановленных ПСВ $G_{ут}^{н.у}$ (т/мес) в открытой системе теплоснабжения осуществляется по формулам (АР.15)-(АР.21):

$$G_{ГВС}^{б.пр} + G_{ут}^{н.у} + G_{ут}^{н} = G_{ПСВ} - (G_{т}^{у.а} + G_{т}^{у.р}) - G_{ут}^{у.а} - G_{пр}, \qquad (АР.15)$$

где $G_{ГВС}^{б.пр}$ – количество сетевой воды, израсходованной на горячее водоснабжение потребителями без приборов учета количества сетевой воды, т/мес;

$G_{ут}^{н}$ – потери сетевой воды с нормативной утечкой из всех элементов системы теплоснабжения, кроме тепловых сетей и систем теплопотребления абонентов после приборов учета количества израсходованной сетевой воды, т/мес;

$G_{пр}$ – количество сетевой воды, израсходованной в тепловых сетях и системах теплопотребления абонентов с приборами учета количества сетевой воды, кроме тепловых сетей, находящихся между границами балансовой принадлежности и приборами учета, т/мес.

Обозначения $G_{т}^{у.а}$, $G_{т}^{у.р}$, $G_{ут}^{у.а}$ – см. в АР.3.4 и АР.3.5.

Определение количества сетевой воды, израсходованной на горячее водоснабжение $G_{ГВС}^{б.пр.}$, и неустановленного количества ПСВ $G_{ГВС}^{б.пр.}$ осуществляют из предполагаемого соблюдения соотношения m:

$$m = \frac{G_{ГВС}^{б.пр.д} + G_{ут}^{н}}{G_{ГВС}^{б.пр.д}} = \frac{(G_{ГВС}^{б.пр} + G_{ут}^{н.у} + G_{ут}^{н})}{G_{ГВС}^{б.пр} + G_{ут}^{н}}, \qquad (АР.16)$$

где $G_{ГВС}^{б.пр.д}$ – количество сетевой воды на горячее водоснабжение по договорам с энергоснабжающей организацией потребителей без приборов учета количества израсходованной воды, т/мес.

Количество сетевой воды $G_{ут}^{н.у}$ (т/мес) определяют по формуле:

$$G_{ут}^{н.у} = \frac{m-1}{m} \cdot (G_{ГВС}^{б.пр} + G_{ут}^{н.у} + G_{ут}^{н}). \qquad (АР.17)$$

Суммарное значение $(G_{ГВС}^{б.пр} + G_{ут}^{н.у} + G_{ут}^{н})$ определяют из формулы (АР.15).

Распределение количества сетевой воды с неустановленными ПСВ $G_{ут}^{н.у}$ $G_{ут}^{н.у}$, определенными суммарно для системы теплоснабжения (за исключением тепловых сетей и систем теплоснабжения после приборов учета), между отдельными элементами по их балансовой принадлежности осуществляется по формуле (АР.14).

При преобладании в системе теплоснабжения потребителей с приборами учета количества израсходованной сетевой воды (50 % и выше по тепловой нагрузке) значения $G_{ГВС}^{б.пр}$ и $G_{ут}^{н.у.б.пр}$ для потребителей без приборов учета количе-

ства израсходованной сетевой воды могут быть скорректированы с учетом отношения

$$K = \frac{G_{\text{пр}} - G_{\text{т}}^{\text{у.а.пр}} - G_{\text{ут}}^{\text{у.а.пр}}}{G_{\text{ГВС}}^{\text{пр.д}} + G_{\text{ут}}^{\text{н.пр}}} = \frac{G_{\text{ГВС}}^{\text{б.пр}} + G_{\text{ут}}^{\text{н.у.б.пр}} + G_{\text{ут}}^{\text{н.б.пр}}}{G_{\text{ГВС}}^{\text{б.пр.д}} + G_{\text{ут}}^{\text{н.б.пр}}}, \qquad \text{(АР.18)}$$

где $G_{\text{т}}^{\text{у.а.пр}}$ и $G_{\text{ут}}^{\text{у.а.пр}}$ – соответственно установленные по актам ПСВ на технологические нужды и с утечкой в тепловых сетях и системах теплопотребления абонентов с приборами учета количества сетевой воды, за исключением тепловых сетей между границей балансовой принадлежности и приборами учета, т/мес;

$G_{\text{ГВС}}^{\text{пр.д}}$ – количество сетевой воды на горячее водоснабжение по договорам потребителей с приборами учета количества сетевой воды, т/мес;

$G_{\text{ут}}^{\text{н.пр}}$ – нормативные ПСВ с утечкой потребителей с приборами учета количества сетевой воды, включая тепловые сети на их балансе после приборов учета количества сетевой воды, т/мес;

$G_{\text{ут}}^{\text{н.у.б.пр}}$ – неустановленные (невыявленные) ПСВ с утечкой в системах теплопотребления абонентов без приборов учета количества сетевой воды, т/мес;

$G_{\text{ут}}^{\text{н.б.пр}}$ – нормативные ПСВ с утечкой в системах теплопотребления абонентов без приборов учета количества сетевой воды, т/мес.

Суммарное количество сетевой воды, израсходованное потребителями без приборов учета количества сетевой воды, определяют по формуле:

$$(G_{\text{ГВС}}^{\text{б.пр}} + G_{\text{ут}}^{\text{н.у.б.пр}} + G_{\text{ут}}^{\text{н.б.пр}}) = K(G_{\text{ГВС}}^{\text{б.пр.д}} + G_{\text{ут}}^{\text{н.б.пр}}). \qquad \text{(АР.19)}$$

Суммарное значение $\Sigma G_{\text{ут}}^{\text{н.у.эл}}$ определяется из формулы (АР.18), представленной в виде:

$$K(G_{\text{ГВС}}^{\text{б.пр.д}} + G_{\text{ут}}^{\text{н.б.пр}}) + \Sigma G_{\text{ут}}^{\text{н.у.эл}} + \Sigma G_{\text{ут}}^{\text{н.эл}} = G_{\text{ПСВ}} - (G_{\text{т}}^{\text{у.а}} + G_{\text{т}}^{\text{у.р}}) - G_{\text{ут}}^{\text{у.а}} - G_{\text{пр}}, \qquad \text{(АР.20)}$$

где $\Sigma G_{\text{ут}}^{\text{н.у.эл}}$ и $\Sigma G_{\text{ут}}^{\text{н.эл}}$ – соответственно суммарные неустановленные (невыявленные) ПСВ и ПСВ с нормативной утечкой в тепловых сетях, за исключением сетей после приборов учета количества сетевой воды, т/мес.

Определено из формулы (АР.20) $\Sigma G_{\text{ут}}^{\text{н.у.эл}}$ распределяется между тепловыми сетями энергоснабжающей организации, тепловыми сетями потребителей с приборами учета количества сетевой воды не на границе балансовой принадлежности и тепловыми сетями потребителей без приборов учета количества сетевой воды пропорционально внутреннему объему каждого из этих элементов $V_{\text{эл}}$ по формуле:

$$G_{\text{ут}}^{\text{н.у.эл}} = \frac{\Sigma G_{\text{ут}}^{\text{н.у.эл}}}{\Sigma V_{\text{эл}}} \cdot V_{\text{эл}}. \qquad \text{(АР.21)}$$

При необходимости значения неустановленных ПСВ как для тепловых сетей и систем теплопотребления абонентов после приборов учета количества сетевой воды $G_{\text{ут}}^{\text{н.у.пр}}$, так и без приборов учета $G_{\text{ут}}^{\text{н.у.б.пр}}$ (т/мес) также определяют по формуле (АР.14') при тех же значениях удельной величины $\frac{\Sigma G_{\text{ут}}^{\text{н.у.эл}}}{\Sigma V_{\text{эл}}}$ и внутренних объемов $V^{\text{пр}}$ и $V^{\text{б.пр}}$ указанных тепловых сетей и систем теплопотребления, т.е.:

$$G_{\text{ут}}^{\text{н.у.пр}} = \frac{\Sigma G_{\text{ут}}^{\text{н.у.эл}}}{\Sigma V_{\text{эл}}} \cdot V^{\text{пр}}; \qquad \text{(АР.22)}$$

$$G_{\text{ут}}^{\text{н.у.б.пр}} = \frac{\Sigma G_{\text{ут}}^{\text{н.у.эл}}}{\Sigma V_{\text{эл}}} \cdot V^{\text{б.пр}}. \qquad \text{(АР.23)}$$

АР.3.9 Определенные согласно АР.3.1–АР.3.8 фактические эксплуатационные значения ПСВ должны быть сопоставлены с расчетными (нормативными) значениями ПСВ за рассматриваемый период (месяц, сезон, год), установленными на соответствующий расчетный период согласно положениям раздела 2 настоящего приложения.

Сопоставление должно производиться как в целом по системе теплоснабжения и ее элементам (тепловым сетям, системам теплопотребления) независимо от балансовой принадлежности, так и по отдельным районам, а также в соответствии с балансовой принадлежностью тепловых сетей.

В общем виде для системы теплоснабжения сопоставление сводится к определению значения небаланса $\Delta G_{\text{ПСВ}}$ (т/мес) между фактическими ПСВ $G_{\text{ПСВ}}$ и их расчетными (нормативными) значениями $G_{\text{ПСВ}}^{\text{р}}$ $G_{\text{ПСВ}}^{\text{р}}$ по формуле:

$$\begin{aligned}\Delta G_{\text{ПСВ}} = G_{\text{ПСВ}} - G_{\text{ПСВ}}^{\text{р}} = (G_{\text{т}}^{\text{ф}} + G_{\text{ут}}^{\text{ф}}) - (G_{\text{т}}^{\text{р}} + G_{\text{ут}}^{\text{н}}) = \\ = (G_{\text{т}}^{\text{ф}} - G_{\text{т}}^{\text{р}}) + (G_{\text{т}}^{\text{ф}} - G_{\text{ут}}^{\text{н}}) = \\ = [(G_{\text{т}}^{\text{у.а}} + G_{\text{т}}^{\text{у.р}}) - G_{\text{т}}^{\text{р}}] + [(G_{\text{ут}}^{\text{у.а}} + G_{\text{ут}}^{\text{у.н}} + G_{\text{ут}}^{\text{н.у}}) - G_{\text{ут}}^{\text{н}}].\end{aligned} \qquad \text{(АР.24)}$$

Так же может быть определено значение небаланса по отдельным элементам системы теплоснабжения (тепловым сетям, системам теплоснабжения) и по их балансовой принадлежности с учетом оснащенности приборами учета количества израсходованной сетевой воды.

Расчетные (нормативные) значения ПСВ, входящие в формулу (АР.24), определенные для соответствующих периодов (года, сезона, месяца) в объемных единицах ($м^3$), переводятся в массовые (т) с учетом фактической средней плотности сетевой воды в системе теплоснабжения при средней за рассматриваемый период температуре сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах на выводах источника (источников) тепла.

АР.3.10 При сопоставлении фактических и расчетных ПСВ и последующем анализе необходимо учитывать следующие положения:

- расчетные (нормативные) ПСВ по всем видам потерь и элементам системы теплоснабжения приводятся в соответствие с объемами тепловых сетей и систем теплоснабжения, фактически находящихся в работе или заполненном состоянии в рассматриваемом периоде, а также уточняется их балансовая принадлежность;

- технологические ПСВ на проведение плановых работ и операций, учитываемых по актам, $G_{\text{т}}^{\text{у.а}}$ сопоставляются с соответствующими расчетными значениями технологических ПСВ на проведение указанных работ, в которых учитываются (добавлены или исключены) ПСВ на изменения фактически выполненных плановых работ;

- технологические ПСВ, учитываемые как известные по эксплуатационным нормам, $G_{\text{т}}^{\text{у.р}}$ могут отличаться от принятых из-за несоответствия количества обо-

рудования (например, средств автоматизации и защиты), фактически находящегося в работе, принятому при определении расчетных ПСВ;

- нормативные ПСВ с утечкой, принимаемые при составлении водного баланса как известные величины, могут включать в себя и другие составляющие, если фактические ПСВ с утечкой по отдельным элементам ниже нормативных;

- в открытых системах теплоснабжения распределение расхода воды на горячее водоснабжение, а также на нормативные и неустановленные ПСВ в значительной степени зависит от принятой методики как для систем теплопотребления (тепловых сетей) после приборов учета, так и без приборов.

АР.3.11 Конечным результатом сопоставления фактических и расчетных ПСВ является уточнение на основе накопления фактического материала количественных значений отдельных составляющих ПСВ по их видам, элементам системы теплоснабжения, балансовой принадлежности и последующий учет их в составляющих себестоимости, цены (тарифа) на отпущенную и потребляемую тепловую энергию, а также определение направлений сокращения ПСВ.

Приложение АР.А
(справочное)
Технические характеристики трубопроводов для определения внутреннего объема тепловых сетей

Диаметры трубопровода, мм		Толщина стенки трубы δ, мм	Площадь поперечного сечения в свету f, м^2	Диаметры трубопровода, мм		Толщина стенки трубы δ, мм	Площадь поперечного сечения в свету f, м^2
условный $d_у$	наружный $d_н$			условный $d_у$	наружный $d_н$		
15	18	2,0	0,00015	300	325	8,0	0,075
20	25	2,0	0,00035	350	377	9,0	0,101
25	32	2,5	0,00057	400	426	6,0	0,135
32	38	2,5	0,00085	450	480	8,0	0,169
40	45	2,5	0,0013	500	530	8,0	0,207
50	57	3,0	0,0020	600	630	8,0	0,296
70	76	3,0	0,0039	700	720	9,0	0,387
80	89	3,5	0,0053	800	820	10,0	0,502
100	108	4,0	0,0079	900	920	10,0	0,636
125	133	4,0	0,0123	1000	1020	10,0	0,785
150	159	4,5	0,0177	1100	1120	12,0	0,944
175	194	5,0	0,0270	1200	1220	12,0	1,123
200	219	6,0	0,0330	1400	1420	14,0	1,520
250	273	7,0	0,0530				

Приложение АР.Б
(справочное)
Удельные объемы воды для определения внутреннего объема систем теплопотребления [НА 1 Гкал/ч (1 ГДж/ч) расчетной отопительно-вентиляционной нагрузки]

Теплопотребляющее оборудование в системе	Удельный объем воды $V_{уд}$, $м^3$·ч/Гкал ($м^3$·ч/ГДж), при температурном перепаде в системе, °С					
	95-70	110-70	130-70	140-70	150-70	180-70
1. Радиаторы чугунные высотой 1000 мм	31,0(7,4)	28,2(6,7)	24,2(5,8)	23,2(5,5)	21,6(5,2)	18,2(4,4)
2. Радиаторы чугунные высотой 500 мм	19,5(4,7)	17,6(4,2)	15,1(3,6)	14,6(3,5)	13,3(3,2)	11,1(2,7)
3. Радиаторы стальные панельные высотой 500 мм	11,7(2,8)	10,6(2,5)	9,1(2,2)	8,8(2,1)	8,0(1,9)	6,7(1,6)
4. Радиаторы стальные панельные высотой 350 мм	10,0(2,4)	9,0(2,1)	7,8(1,9)	7,5(1,8)	6,8(1,6)	5,6(1,4)
5. Радиаторы стальные листотрубные и конвекторы	5,6(1,3)	5,0(1,2)	4,3(1,1)	4,1(1,0)	3,7(0,9)	3,2(0,8)
6. Трубы чугунные ребристые	14,2(3,4)	12,5(3,0)	10,8(2,6)	10,4(2,5)	9,2(2,2)	8,0(1,9)
7. Регистры из стальных труб	37,0(8,9)	32,0(7,6)	27,0(6,5)	26,0(6,2)	24,0(5,7)	22,0(5,3)
8. Калориферные отопительно-вентиляционные агрегаты	8,5(2,0)	7,5(1,8)	6,5(1,6)	6,0(1,4)	5,5(1,3)	4,4(1,1)

Приложение АР.В
(рекомендуемое)
Рекомендуемые формы для оформления расчетов ПСВ

Таблица АР.В.1 – Расчет ПСВ с нормативной утечкой

Показатель	Трубопроводы и оборудование тепловых сетей						Системы теплопотребления			Всего по системе теплоснабжения
	на балансе энергоснабжающей организации	на балансе других организаций				Всего	с приборами учета количества сетевой воды	без приборов учета количества сетевой воды	Итого	
		с приборами учета на границе раздела	без приборов учета на границе раздела	между границами раздела и местом установки приборов учета	Итого					
Источник тепловой энергии (эксплуатационный район)										
1. Объем, м^3:										
отопительный сезон										
летний сезон										
среднегодовой										
2. Норма утечки, м^3/ч:										
среднегодовая										
отопительный сезон										
летний сезон										
3. Потери сетевой воды с нормативной утечкой, м^3:										
отопительный сезон										
летний сезон										
Годовые										

Таблица АР.В.2 – Расчетные нормативные ПСВ

Месяц	Тепловые сети на балансе организаций												Всего по тепловым сетям	Системы теплопотребления						Всего по системе теплоснабжения
	энергоснабжающей						других							ПСВ, м^3						
	ПСВ, м^3						ПСВ, м^3													
	с нормативной утечкой	технологические				Итого	с нормативной утечкой	технологические				Итого		с нормативной утечкой	технологические				Итого	
		Пусковое заполнение	Регламентные испытания	Сливы из САР	Другие			Пусковое заполнение	Регламентные испытания	Сливы из САР	Другие				Пусковое заполнение	Регламентные испытания	Сливы из САР	Другие		
Источник тепловой энергии (эксплуатационный район)																				
Январь																				
Декабрь																				
Итого...																				

Приложение АС
(рекомендуемое)
Методические рекомендации по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «тепловые потери»

АС.1 Общие положения

АС.1.1 Основной задачей разработки энергетической характеристики тепловых сетей по показателю «тепловые потери» является обеспечение применения единого методического подхода при определении технически обоснованных нормируемых значений эксплуатационных тепловых потерь в водяных тепловых сетях и проведении объективного анализа их работы.

АС.1.2 Энергетическая характеристика устанавливает зависимость тепловых потерь от конструктивных характеристик тепловых сетей, режимов их работы, внешних климатических факторов с учетом условий эксплуатации и технического состояния тепловых сетей.

АС.1.3 Тепловые потери в конкретных тепловых сетях являются величиной индивидуальной как в абсолютном, так и в относительном виде и не могут без дополнительного анализа являться показателем для сравнительной оценки энергетической эффективности транспорта и распределения тепловой энергии различных тепловых сетей или приниматься в качестве аналогов для других тепловых сетей.

АС.1.4 Тепловые потери при транспорте и распределении тепловой энергии состоят из потерь тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции и потерь тепловой энергии с потерями сетевой воды.

АС.1.5 Технической базой для разработки энергетической характеристики в части тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции является проведение испытаний тепловых сетей на тепловые потери специализированными организациями в соответствии с Приложением АС, а также использование в отдельных случаях, рассматриваемых настоящим приложением, расчетных (расчетно-аналитических) методов определения тепловых потерь.

АС.1.6 Помимо результатов периодических тепловых испытаний, обработанных и представленных в соответствующем виде, результатов расчетов (для случаев, когда тепловые потери допускается определять расчетным путем) в качестве исходных данных используется исполнительная техническая документация по конструктивным характеристикам тепловых сетей, статистические данные по режимам работы тепловых сетей и метеорологическим условиям, а также сведения о техническом состоянии тепловых сетей по результатам проведенных обследований, плановых шурфовок, вскрытий при ремонте, статистики повреждаемости и т.п.

АС.2 Определение тепловых потерь водынями тепловыми сетями

АС.2.1 Определение тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции

АС.2.1.1 Значения тепловых потерь тепловыми сетями через теплоизоляционные конструкции в общем виде зависят от:

- вида теплоизоляционной конструкции и примененных теплоизоляционных материалов;
- типов прокладки (надземная, подземная канальная, бесканальная и т.п.) и их соотношений для данной тепловой сети;
- температурного режима и продолжительности работы тепловой сети в течение года;
- параметров окружающей среды: температуры наружного воздуха, грунта и характера ее изменения в течение года, а в отдельных случаях – от скорости ветра (при надземной прокладке);
- материальной характеристики тепловой сети и ее структуры по диаметрам и протяженности трубопроводов по типам прокладки и видам теплоизоляционных конструкций;
- срока и условий эксплуатации тепловых сетей.

Кроме того, значения тепловых потерь определяются местными особенностями (гидрологическими условиями, схемными и планировочными решениями, насыщенностью и характером смежных коммуникаций и т.п.).

АС.2.1.2 Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции в планируемом периоде (год, сезон, месяц) производится исходя из часовых потерь тепловой энергии при среднегодовых (в отдельных случаях – среднесезонных) условиях работы тепловых сетей.

АС.2.1.3 За основу определения нормируемых эксплуатационных часовых тепловых потерь принимаются следующие положения:

- на основании данных о конструктивных характеристиках по всем участкам тепловой сети (типе прокладки, виде теплоизоляционной конструкции, диаметре, длине и т.п.), а также времени ввода в эксплуатацию определяются часовые тепловые потери по отдельным участкам при среднегодовых (среднесезонных) температурных условиях работы тепловой сети исходя из норм тепловых потерь по соответствующим нормам проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования;
- для участков тепловой сети, характерных для данной сети по типам прокладки и видам теплоизоляционных конструкций, подвергавшихся периодическим тепловым испытаниям в соответствии с правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, принимаются полученные при испытаниях значения фактических часовых потерь тепла, пересчитанные на среднегодовые (среднесезонные) условия работы тепловой сети;
- для участков тепловой сети, аналогичных испытанным по типам прокладки и видам теплоизоляционных конструкций, принимаются определенные по нормам проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования значения часовых среднегодовых тепловых потерь с введением поправочных коэффициентов, полученных по результатам испытаний;
- для участков тепловой сети, не имеющих аналогов среди испытанных по типам прокладки и теплоизоляционных конструкций и не являющихся характерными для данной тепловой сети, принимаются значения часовых тепловых по-

терь, определенные на основании теплотехнического расчета конструкций прокладки этих участков при среднегодовых (среднесезонных) условиях работы с учетом технического состояния, оцениваемого по результатам их обследования;

- для участков тепловых сетей, вводимых в эксплуатацию после монтажа, а также реконструкции или капитального ремонта, при которых производились работы по замене тепловой изоляции или изменению типа и конструкции прокладки, принимаются значения часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловых сетей, определенные теплотехническим расчетом на основании данных исполнительной документации.

АС.2.1.4 Часовые тепловые потери для среднегодовых (среднесезонных) условий всеми тепловыми сетями определяются путем суммирования часовых тепловых потерь по участкам раздельно для надземной и подземной прокладок, а также по участкам, отличающимся температурными условиями работы.

АС.2.1.5 Месячные тепловые потери тепловой сети определяются исходя из часовых тепловых потерь при среднегодовых (среднесезонных) условиях, пересчитанных на средние температурные условия соответствующих месяцев, и количества часов работы сети в данном месяце.

АС.2.1.6 Определение часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловой сети по нормам тепловых потерь согласно соответствующим нормам проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования осуществляют раздельно для подземной и надземной прокладок по формулам:

- для подземной прокладки $Q_{\text{норм}}^{\text{ср.г}}$ [Вт (кКал /ч)] суммарно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{\text{норм}}^{\text{ср.г}} = \Sigma\,(q_{\text{н}}\,L\,\beta); \qquad \text{(АС.1)}$$

- - для надземной прокладки раздельно по подающему $Q_{\text{норм.п}}^{\text{ср.г}}$ и обратному $Q_{\text{норм.о}}^{\text{ср.г}}$ [Вт (кКал /ч)] трубопроводам:

$$Q_{\text{норм.п}}^{\text{ср.г}} = \Sigma\,(q_{\text{н.п}}\,L\,\beta); \qquad \text{(АС.2)}$$

$$Q_{\text{норм.о}}^{\text{ср.г}} = \Sigma\,(q_{\text{н.о}}\,L\,\beta), \qquad \text{(АС.3)}$$

где $q_{\text{н}}$, $q_{\text{н.п}}$ и $q_{\text{н.о}}$- удельные (на 1 м длины) часовые тепловые потери, определенные по нормам тепловых потерь в соответствии с нормами проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования для каждого диаметра трубопровода при среднегодовых условиях работы тепловой сети, для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и раздельно для надземной прокладки, Вт/м [кКал /(м·ч)];

L - длина трубопроводов на участке тепловой сети с диаметром d в двухтрубном исчислении при подземной прокладке и по подающей (обратной) линии при надземной прокладке, м; диаметр d может приниматься наружным или условным в зависимости от используемых норм проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования;

β - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери арматурой, компенсаторами, опорами, принимается для подземной канальной и надземной прокладок равным 1,2 при диаметрах трубопроводов до 150 мм и 1,15

при диаметрах 150 мм и более, а также при всех диаметрах бесканальной прокладки.

АС.2.1.7 Значения удельных часовых тепловых потерь принимаются по нормам тепловых потерь для тепловых сетей, тепловая изоляция которых выполнена согласно соответствующим нормам проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования.

Применение тех или иных норм тепловых потерь определяется в зависимости от времени проектирования (строительства) тепловых сетей: с 1959 г. по 1990 г. применяются нормы тепловых потерь (плотности теплового потока) водяными теплопроводами, спроектированными в период с 1959 г. по 1990 г., приведенные в приложении АС.1; с 1990 г. – нормы тепловых потерь (плотности теплового потока) водяными теплопроводами, спроектированными в период с 1990 г. по 1998 г., приведенные в приложении АС.2, с 1998 г. – нормы тепловых потерь (плотности теплового потока) водяными теплопроводами, спроектированными с 1998 г., приведенные в приложении АС.3.

Нормы тепловых потерь приведены в виде удельных (на 1 м длины трубопроводов) часовых тепловых потерь: кКал /(м · ч) или Вт/м.

АС.2.1.8 Значения удельных часовых тепловых потерь при среднегодовой (среднесезонной) разности температур сетевой воды и окружающей среды (грунта или воздуха), отличающейся от значений, приведенных в соответствующих нормах проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования, или среднегодовой температуры теплоносителя, приведенной в строительных нормах и правилах по тепловой изоляции оборудования и трубопроводов и изменениях указанных строительных норм и правил, определяются путем линейной интерполяции.

Значения удельных часовых тепловых потерь при использовании норм проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования определяются раздельно для подземной и надземной прокладок при среднегодовой, в отдельных случаях среднесезонной разности температур сетевой воды и окружающей среды (грунта или наружного воздуха) $\Delta t_{ср}^{ср.г}$, °С.

Для подземной прокладки значение среднегодовой разности температур сетевой воды и окружающей среды (грунта) $\Delta t_{ср}^{ср.г}$ (°С) определяют по формуле:

$$\Delta t_{ср}^{ср.г} = \frac{t_{п}^{ср.г} + t_{о}^{ср.г}}{2} - t_{гр}^{ср.г}, \qquad (АС.4)$$

где $t_{п}^{ср.г}$, $t_{о}^{ср.г}$ и $t_{гр}^{ср.г}$ - соответственно значения среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и температуры грунта на глубине заложения трубопроводов, °С.

Удельные часовые тепловые потери $q_{н}$ (кКал /ч) определяются суммарно для подающего и обратного трубопроводов. Для промежуточных, отличных от табличных, значений среднегодовой разности удельные часовые тепловые потери находятся путем линейной интерполяции.

Для надземной прокладки среднегодовая разность температур сетевой воды и окружающей среды (наружного воздуха) определяют отдельно для подающего $\Delta t_{ср.п}^{ср.г}$ и обратного $\Delta t_{ср.о}^{ср.г}$ трубопроводов (°С) по формулам:

$$\Delta t_{ср.п}^{ср.г} = t_{п}^{ср.г} - t_{в}^{ср.г}; \quad (АС.5)$$

$$\Delta t_{ср.о}^{ср.г} = t_{о}^{ср.г} - t_{в}^{ср.г}, \quad (АС.6)$$

где $t_{в}^{ср.г}$ - среднегодовая температура наружного воздуха, °С.

Удельные часовые тепловые потери определяются также раздельно для подающего $q_{н.п}$ и обратного $q_{н.о}$ трубопроводов. Промежуточные значения определяются линейной интерполяцией.

В отдельных случаях возникает необходимость вместо среднегодовых значений удельных часовых тепловых потерь определять среднесезонные значения, например при работе сетей только в отопительный период при отсутствии горячего водоснабжения или при самостоятельных тепловых сетях горячего водоснабжения, осуществлении горячего водоснабжения при открытой схеме по одной трубе (без циркуляции) и т.п.

В этих случаях удельные часовые тепловые потери определяются отдельно для отопительного и летнего периодов при соответствующих разностях среднесезонных температур теплоносителя и окружающей среды, определенных по тем же формулам. Среднегодовые тепловые потери определяются путем их суммирования. При этом пересчет на другие температурные условия также производится посезонно.

Если возникает необходимость при подземной прокладке, например при прокладке в одном канале трех труб разного диаметра или работе в летнем сезоне по одной трубе, разделить суммарные тепловые потери по подающему и обратному трубопроводам, то такое разделение можно осуществить лишь приблизительно, определив тепловые потери по обратному трубопроводу методом интерполяции значений между обратным и подающим трубопроводами или экстраполяцией значений удельных тепловых потерь по обратному трубопроводу. Значения удельных тепловых потерь по подающему трубопроводу так же приближенно определяются как разность суммарных потерь и потерь по обратному трубопроводу.

АС.2.1.9 Определение часовых тепловых потерь тепловыми сетями, теплоизоляционные конструкции которых выполнены в соответствии с нормами, указанными в приложениях АС.2 и АС.3, принципиально не отличается от вышеприведенного. В то же время необходимо учитывать следующее:

- нормы приведены раздельно для тепловых сетей с числом часов работы в год более 5000, а также 5000 и менее;
- для подземной прокладки тепловых сетей нормы приведены раздельно для канальных и бесканальных прокладок;
- нормы приведены для абсолютных значений среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах, а не для разности среднегодовых температур сетевой воды и окружающей среды; среднегодовая температура окружающей среды (воздуха и грунта) принята равной +5°С;

- удельные тепловые потери для участков подземной канальной и бесканальной прокладок для каждого диаметра трубопровода находятся путем суммирования тепловых потерь, определенных по нормам раздельно для подающего и обратного трубопроводов.

АС.2.1.10 Среднегодовые значения температур сетевой воды $t_{п}^{ср.г}$ и $t_{о}^{ср.г}$ определяются как средние значения из ожидаемых среднемесячных значений температуры воды по принятому температурному графику регулирования отпуска тепла, соответствующих ожидаемым значениям температуры наружного воздуха за весь период работы тепловой сети в течение года. Среднесезонные значения температуры определяются за месяцы соответствующих сезонов, включая и неполные. При этом среднегодовые значения температур, определенные из среднесезонных значений, должны быть равны значениям среднегодовых температур, определенных по среднемесячным значениям.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха $t_{в}^{ср.г}$ и грунта $t_{гр}^{ср.г}$ (°С) определяются как средние значения из соответствующих статистических климатологических значений за последние 5 лет по данным местной метеорологической станции или по климатологическим справочникам.

Среднегодовое значение температуры грунта $t_{гр}^{ср.г}$ определяется как среднее значение из ожидаемых среднемесячных значений температуры грунта на глубине залегания трубопроводов. Сезонные значения определяются за месяцы работы сети в соответствующих сезонах.

АС.2.1.11 К полученным значениям часовых тепловых потерь по участкам тепловой сети, определенным по нормам, вводятся поправочные коэффициенты, определяемые на основании положений п. АС.2.1.3 настоящего приложения.

АС.2.1.11.1 Для участков тепловой сети, подвергавшихся тепловым испытаниям, значения поправочных коэффициентов определяются:

- для участков подземной прокладки суммарно для подающего и обратного трубопроводов $К_{и}$ по формуле:

$$К_{и} = \frac{Q_{и}^{ср.г}}{Q_{норм}^{ср.г}}; \qquad (АС.7)$$

- для участков надземной прокладки раздельно для подающего $К_{п.и}$ и обратного $К_{о.и}$ трубопроводов по формулам:

$$К_{п.и} = \frac{Q_{п.и}^{ср.г}}{Q_{норм.п}^{ср.г}}; \qquad (АС.8)$$

$$К_{о.и} = \frac{Q_{о.и}^{ср.г}}{Q_{норм.о}^{ср.г}}; \qquad (АС.9)$$

где $Q_{и}^{ср.г}$, $Q_{п.и}^{ср.г}$ и $Q_{о.и}^{ср.г}$ – значения тепловых потерь, полученные по результатам тепловых испытаний и пересчитанные на среднегодовые условия работы тепловой сети по каждому испытанному участку соответственно для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и раздельно для надземной прокладки, Вт (кКал /ч),

$Q^{ср.г}_{норм}$, $Q^{ср.г}_{норм.п}$ и $Q^{ср.г}_{норм.о}$ – значения часовых тепловых потерь, определенные согласно п. АС.2.1.6 настоящего приложения по нормам для участков тепловых сетей, подвергавшихся испытаниям, соответственно для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и раздельно для надземной прокладки, Вт (кКал /ч).

Предельные максимальные значения поправочных коэффициентов не могут превышать значений поправок к нормируемым тепловым потерям тепловых сетей через теплоизоляционные конструкции, приведенных в приложении АС.4.

АС.2.1.11.2 Для участков тепловых сетей, не подвергавшихся тепловым испытаниям, но имеющих типы прокладок и конструкции тепловой изоляции, аналогичные испытанным, принимаются соответствующие значения поправочных коэффициентов, определенные по формулам (АС.7) – (АС.9), с ограничениями согласно приложению АС.4.

АС.2.1.11.3 Для участков тепловых сетей, не являющихся характерными по типам прокладки и конструкциям тепловой изоляции для данной сети и не подвергавшихся тепловым испытаниям, поправочные коэффициенты определяют:

- для участков подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам $K_р$ по формуле:

$$K_р = \frac{q_р}{q_н}; \qquad (АС.10)$$

- для участков надземной прокладки раздельно по подающему $K_{п.р}$ и обратному трубопроводам $K_{о.р}$ по формулам:

$$K_{п.р} = \frac{q_{п.р}}{q_{н.п}}; \qquad (АС.11)$$

$$K_{о.р} = \frac{q_{о.р}}{q_{н.о}}, \qquad (АС.12)$$

где $q_р$, $q_{п.р}$ и $q_{о.р}$- удельные часовые тепловые потери участков тепловых сетей, определенные по формулам для определения часовых удельных тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловых сетей на основании расчета, приведенным в приложении АС.5, соответственно для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и раздельно для надземной прокладки, Вт/м [кКал /(м·ч)].

Предельные максимальные значения поправочных коэффициентов не могут превышать значений, приведенных в приложении АС.4.

АС.2.1.11.4 Для участков тепловых сетей, вводимых в эксплуатацию после монтажа, реконструкции или капитального ремонта с заменой тепловой изоляции или изменением типа и конструкции изоляции и способа прокладки, соответствующие поправочные коэффициенты для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам ($K_{р.нов}$) и раздельно по подающему ($K_{п.р.нов}$) и обратному ($K_{о.р.нов}$) трубопроводам надземной прокладки находятся по формулам (АС.10)-(АС.12).

Удельные тепловые потери рассчитываются по формулам для определения часовых удельных тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловых сетей на основании расчета, указанным в приложении АС.5.

В случаях, когда новые или реконструированные участки полностью соответствуют проекту по типу прокладки, качеству изоляционного материала и требованиям монтажа, тепловые потери могут приниматься по проектным данным и поправочные коэффициенты (для сохранения единого алгоритма расчета) определяют по этим данным.

При значениях поправочных коэффициентов, полученных расчетным путем, больше 1 поправки к удельным тепловым потерям, определенным по нормам, для этих участков не вводятся.

АС.2.1.12 При определении удельных тепловых потерь на основании расчета необходимо учитывать следующее:

- расчетные зависимости приведены для наиболее распространенных видов двухтрубных прокладок тепловых сетей (подземной канальной, бесканальной и надземной), для других прокладок (канальной при числе трубопроводов более двух, канальной трубопроводов с различными теплоносителями или с различными режимами их работы, надземной с прокладкой трубопроводов сетевой воды в общей теплоизоляционной конструкции и т.п.) расчеты производятся по методикам, изложенным в специальной технической литературе;
- входящие в формулы теплотехнические характеристики, определяемые конструкцией и материалом тепловой изоляции, а также конструктивные параметры (размеры каналов и толщина стенок, расстояние между осями трубопроводов, глубина заложения и т.п.) принимаются по исполнительной технической документации и уточняются по результатам обследования;
- теплотехнические характеристики изоляционных материалов приведены для новых сетей. Для тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, при проведении расчетов вводятся поправки, определяемые экспертным путем на основании оценки технического состояния тепловых сетей. Ориентировочные значения поправок на техническое состояние изоляции, вид и состояние грунта приведены в табл. АС.5.2 приложения АС.5;
- расчеты выполняются при среднегодовых значениях температуры теплоносителя и окружающей среды (наружного воздуха и грунта), определяемых в соответствии с п. АС.2.1.10 настоящего приложения.

Рекомендуемые формы представления исходных данных и расчета тепловых потерь указаны в приложении АС.6.

АС.2.1.13 Нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции по видам прокладки в целом для тепловой сети при среднегодовых температурных условиях ее работы определяют:

- для участков подземной прокладки суммарно для подающего и обратного трубопроводов $Q_{\text{и}}^{\text{ср.г}}$ [Вт (кКал /ч)] по формуле:

$$Q_{\text{и}}^{\text{ср.г}} = Q_{\text{н.и}}^{\text{ср.г}} + Q_{\text{н.а}}^{\text{ср.г}} + Q_{\text{н.р}}^{\text{ср.г}} + Q_{\text{н.р.подз}}^{\text{ср.г}}; \qquad \text{(АС.13)}$$

- для участков надземной прокладки раздельно для подающего $Q_{\text{н.п}}^{\text{ср.г}}$ и обратного трубопроводов $Q_{\text{н.о}}^{\text{ср.г}}$ [Вт (кКал /ч)] по формулам:

$$Q_{\text{н.п}}^{\text{ср.г}} = Q_{\text{н.п.и}}^{\text{ср.г}} + Q_{\text{н.п.а}}^{\text{ср.г}} + Q_{\text{н.п.р}}^{\text{ср.г}} + Q_{\text{н.п.р.надз}}^{\text{ср.г}}; \quad \text{(АС.14)}$$

$$Q_{\text{н.о}}^{\text{ср.г}} = Q_{\text{н.о.и}}^{\text{ср.г}} + Q_{\text{н.о.а}}^{\text{ср.г}} + Q_{\text{н.о.р}}^{\text{ср.г}} + Q_{\text{н.о.р.надз}}^{\text{ср.г}}, \quad \text{(АС.15)}$$

где $Q_{\text{н.и}}^{\text{ср.г}}$, $Q_{\text{н.п.и}}^{\text{ср.г}}$ и $Q_{\text{н.о.и}}^{\text{ср.г}}$ – нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери участков тепловой сети, подвергавшихся испытаниям, соответственно для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и раздельно для надземной прокладки, Вт (кКал /ч);

$Q_{\text{н.а}}^{\text{ср.г}}$, $Q_{\text{н.п.а}}^{\text{ср.г}}$ и $Q_{\text{н.о.а}}^{\text{ср.г}}$ – нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери участков тепловой сети, аналогичных испытанным, соответственно для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и раздельно для надземной прокладки, Вт (кКал /ч);

$Q_{\text{н.р}}^{\text{ср.г}}$, $Q_{\text{н.п.р}}^{\text{ср.г}}$ и $Q_{\text{н.о.р}}^{\text{ср.г}}$ – нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери участков, не являющихся характерными для данной тепловой сети, значения которых определяются на основании расчета, соответственно для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и раздельно для надземной прокладки, Вт (кКал /ч);

$Q_{\text{н.р.подз}}^{\text{ср.г}}$, $Q_{\text{н.п.р.надз}}^{\text{ср.г}}$ и $Q_{\text{н.о.р.надз}}^{\text{ср.г}}$ – нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери участков тепловых сетей, вновь вводимых в эксплуатацию или реконструированных, значения которых определяются на основании расчета или по проектным данным, соответственно для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и раздельно для надземной прокладки, Вт (кКал /ч).

АС.2.1.13.1 Нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери участков тепловой сети, подвергавшихся тепловым испытаниям, определяют:

- для участков подземной прокладки суммарно для подающего и обратного трубопроводов $Q_{\text{н.и}}^{\text{ср.г}}$ [Вт (кКал /ч)] по формуле:

$$Q_{\text{н.и}}^{\text{ср.г}} = \Sigma(q_{\text{н}} K_{\text{и}}^{\text{н}} L\beta); \quad \text{(АС.16)}$$

- для участков надземной прокладки раздельно для подающего $Q_{\text{н.п.и}}^{\text{ср.г}}$ $Q_{\text{н.п.и}}^{\text{ср.г}}$ и обратного трубопроводов $Q_{\text{н.о.и}}^{\text{ср.г}}$ [Вт (кКал /ч)] по формулам:

$$Q_{\text{н.п.и}}^{\text{ср.г}} = \Sigma(q_{\text{н.п}} K_{\text{п.и}}^{\text{н}} L\beta); \quad \text{(АС.17)}$$

$$Q_{\text{н.о.и}}^{\text{ср.г}} = \Sigma(q_{\text{н.о}} K_{\text{о.и}}^{\text{н}} L\beta). \quad \text{(АС.18)}$$

АС.2.1.13.2 Нормируемые эксплуатационные тепловые потери $Q_{\text{н.а}}^{\text{ср.г}}$, $Q_{\text{н.п.а}}^{\text{ср.г}}$ и $Q_{\text{н.о.а}}^{\text{ср.г}}$ участков тепловой сети, аналогичных испытанным, определяют по формулам (АС.16)-(АС.18) с теми же значениями поправочных коэффициентов $K_{\text{и}}^{\text{н}}$ $K_{\text{и}}^{\text{н}}$, $K_{\text{п.и}}^{\text{н}}$ и $K_{\text{о.и}}^{\text{н}}$, что и для испытанных участков.

АС.2.1.13.3 Нормируемые эксплуатационные тепловые потери нехарактерных для данной тепловой сети участков, удельные тепловые потери которых определялись расчетом, рассчитывают:

- для участков подземной прокладки суммарно для подающего и обратного трубопроводов $Q_{\text{н.р}}^{\text{ср.г}}$ [Вт (кКал /ч)] по формуле:

$$Q_{\text{н.р}}^{\text{ср.г}} = \Sigma(q_{\text{н}} K_{\text{р}}^{\text{н}} L\beta); \quad \text{(АС.19)}$$

- для участков надземной прокладки раздельно для подающего $Q^{\text{ср.г}}_{\text{н.п.р}}$ и обратного $Q^{\text{ср.г}}_{\text{н.о.р}}$ [Вт (кКал /ч)] трубопроводов по формулам:

$$Q^{\text{ср.г}}_{\text{н.п.р}} = \Sigma(q_{\text{н.п}} K^{\text{н}}_{\text{п.р}} L\beta); \qquad \text{(АС.20)}$$

$$Q^{\text{ср.г}}_{\text{н.о.р}} = \Sigma(q_{\text{н.о}} K^{\text{н}}_{\text{о.р}} L\beta). \qquad \text{(АС.21)}$$

АС.2.1.13.4 Нормируемые эксплуатационные тепловые потери $Q^{\text{ср.г}}_{\text{н.р.подз}}$, $Q^{\text{ср.г}}_{\text{н.п.р.надз}}$ и $Q^{\text{ср.г}}_{\text{н.о.р.надз}}$ участков тепловых сетей, вновь вводимых в эксплуатацию или реконструированных, определяют по формулам (АС.19)-(АС.21) с подстановкой соответствующих значений удельных тепловых потерь и поправочных коэффициентов, полученных на основании расчета для этих участков или по проектным данным.

АС.2.1.13.5 В формулах (АС.16)-(АС.21) коэффиенты $K^{\text{н}}_{\text{и}}$, $K^{\text{н}}_{\text{р}}$, $K^{\text{н}}_{\text{п.и}}$, $K^{\text{н}}_{\text{п.р}}$, $K^{\text{н}}_{\text{о.и}}$, $K^{\text{н}}_{\text{о.р}}$ обозначают принятые для нормирования поправочные коэффициенты к удельным тепловым потерям. Значения их могут быть равны или превышать значения K, полученные по формулам (АС.17)-(АС.12) для каждого случая определения удельных тепловых потерь, но не могут быть больше максимальных значений, устанавливаемых в соответствии с указаниями пп. 2.1.11.1–2.1.11.4.

АС.2.1.14 Нормируемые эксплуатационные месячные тепловые потери через теплоизоляционные конструкции тепловой сети $Q^{\text{м}}_{\text{из}}$ (ГДж (ГКал)) определяют по формуле:

$$Q^{\text{м}}_{\text{из}} = 3,6 \cdot (Q^{\text{ср.м}}_{\text{п}} + Q^{\text{ср.м}}_{\text{н.п}} + Q^{\text{ср.м}}_{\text{н.о}}) \cdot n_{\text{м}}, \qquad \text{(АС.22)}$$

где $Q^{\text{ср.м}}_{\text{п}}$, $Q^{\text{ср.м}}_{\text{н.п}}$ и $Q^{\text{ср.м}}_{\text{н.о}}$ – нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери участков соответственно для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и раздельно для надземной прокладки при среднемесячных условиях работы тепловой сети, МВт (Гкал/ч);

$n_{\text{м}}$ – продолжительность работы тепловой сети в рассматриваемом месяце, ч.

Нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери при среднемесячных условиях работы тепловой сети определяют:

- для участков подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам $Q^{\text{ср.м}}_{\text{п}}$ [МВт (ГКал/ч)] по формуле:

$$Q^{\text{ср.м}}_{\text{н}} = Q^{\text{ср.г}}_{\text{н}} \cdot \frac{t^{\text{ср.м}}_{\text{п}} + t^{\text{ср.м}}_{\text{о}} - 2t^{\text{ср.м}}_{\text{гр}}}{t^{\text{ср.г}}_{\text{п}} + t^{\text{ср.г}}_{\text{о}} - 2t^{\text{ср.г}}_{\text{гр}}} \cdot 10^{-6}; \qquad \text{(АС.23)}$$

- для участков надземной прокладки раздельно по подающему $Q^{\text{ср.м}}_{\text{н.п}}$ и обратному $Q^{\text{ср.м}}_{\text{н.о}}$ [МВт (ГКал/ч)] трубопроводам по формулам:

$$Q^{\text{ср.м}}_{\text{н.п}} = Q^{\text{ср.г}}_{\text{н.п}} \cdot \frac{t^{\text{ср.м}}_{\text{п}} - t^{\text{ср.м}}_{\text{в}}}{t^{\text{ср.г}}_{\text{п}} - t^{\text{ср.м}}_{\text{в}}} \cdot 10^{-6}; \qquad \text{(АС.24)}$$

$$Q^{\text{ср.м}}_{\text{н.о}} = Q^{\text{ср.г}}_{\text{н.о}} \cdot \frac{t^{\text{ср.м}}_{\text{о}} - t^{\text{ср.м}}_{\text{в}}}{t^{\text{ср.г}}_{\text{о}} - t^{\text{ср.м}}_{\text{в}}} \cdot 10^{-6}, \qquad \text{(АС.25)}$$

где $t^{\text{ср.м}}_{\text{п}}$ и $t^{\text{ср.м}}_{\text{о}}$ – ожидаемые среднемесячные значения температуры сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети по темпе-

ратурному графику при ожидаемых среднемесячных значениях температуры наружного воздуха, °С;

$t_{гр}^{ср.м}$ и $t_{в}^{ср.м}$ – ожидаемые среднемесячные температуры соответственно грунта на глубине заложения трубопроводов и наружного воздуха, °С.

АС.2.1.15 Нормируемые эксплуатационные тепловые потери через теплоизоляционные конструкции по сезонам работы тепловой сети (отопительному и летнему) и в целом за год определяются как сумма нормируемых эксплуатационных месячных тепловых потерь.

При определении сезонных потерь тепла тепловые потери переходных месяцев распределяются пропорционально числу часов работы сети в том или другом сезонах. Если при этом из работы выключается (включается) часть тепловых сетей, то тепловые потери определяются также и с учетом изменения материальной характеристики.

АС.2.1.16 Определение удельных потерь по каждому участку тепловой сети, соответствующих потерь на участках и в целом по тепловой сети в зависимости от времени ввода в эксплуатацию (проектирования) с использованием различных норм, особенно при первоначальной разработке энергетической характеристики представляет значительную сложность. Однако настоящая методика наряду с функцией нормирования тепловых потерь также выполняет задачу оценки технического состояния тепловых сетей по уровню тепловых потерь.

В то же время в некоторых случаях, например при проведении энергетических обследований, может быть целесообразно выполнение двойного расчета тепловых потерь: по нормам, приведенным в приложении АС.А, по которым выполнено более 90 % тепловых сетей, и по нормам, приведенным в приложении АС.В, которые предъявляют повышенные требования к значениям тепловых потерь. Указанные расчеты позволяют выявить теоретически возможный потенциал энергосбережения за счет сокращения потерь тепла через теплоизоляционные конструкции. При этом надо иметь в виду, что принятые при разработке норм, приведенных в приложении АС.В, цены на топливо и материалы неизвестны, как и их изменения с периода разработки до настоящего времени и тенденции в последующем.

АС.2.2 Поправки к значениям нормируемых эксплуатационных тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции

АС.2.2.1 Эксплуатационные часовые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции для среднегодовых условий работы тепловой сети, определенные по формулам (АС 13)-(АС.25), относятся к периоду нормирования тепловых потерь на предстоящий год после проведения тепловых испытаний и являются исходной нормативной базой. На каждый последующий год в период между регламентными испытаниями могут вводиться поправки, значения которых определяются в соответствии с приложением АС.Г.

АС.2.2.2 Поправки приведены в виде повышающих коэффициентов к часовым тепловым потерям, которые определяются в зависимости от соотношения (долей) материальных характеристик подземной и надземной прокладок в целом по тепловой сети, а также соотношений тепловых потерь по участкам тепловых

сетей, полученных по результатам испытаний и проведенных расчетов, и тепловых потерь по нормам [см. формулы (АС.7)-(АС 9)], просуммированных по отдельным участкам.

Значения поправочных коэффициентов для промежуточных соотношений видов прокладок и тепловых потерь определяются путем линейной интерполяции.

АС.2.2.3 Предельные значения поправочных коэффициентов к нормируемым часовым тепловым потерям не могут превышать максимальных значений, указанных для каждого соотношения видов прокладок и уровня тепловых потерь. Значения поправок выше предельных принимаются в исключительных случаях на срок, необходимый для выполнения ремонтных работ по восстановлению тепловой изоляции, как правило, не превышающий двух лет. Конкретный срок устанавливается эксплуатирующей организацией при разработке мероприятий по снижению тепловых потерь.

Во всех случаях, когда поправочные коэффициенты превышают значение 1,2, следует разрабатывать мероприятия по снижению тепловых потерь, учитывая, что эти коэффициенты определены по отношению к уровню норм, указанных в приложении АС.А Конкретные мероприятия и сроки их выполнения устанавливаются эксплуатирующей организацией исходя из общего плана мероприятий по сокращению затрат энергоресурсов на транспорт тепловой энергии.

АС.2.2.4 Поправки не вводятся на часовые тепловые потери участков тепловых сетей, проложенных в проходных и полупроходных каналах, значения которых определены на основании тепловых испытаний или теплотехническим расчетом теплоизоляционных конструкций.

При изменении условий эксплуатации или технического состояния указанных участков их тепловые потери уточняются путем корректировки выполненных расчетов.

АС.2.2.5 Поправки для участков подземной прокладки вводятся на суммарные тепловые потери подающего и обратного трубопроводов, для участков надземной прокладки – раздельно по подающему и обратному трубопроводам в соответствии со значением их соотношений K по формулам (АС.7)-(АС.12).

АС.2.2.6 Приведенные поправки вводятся к часовым тепловым потерям участков тепловых сетей, полученным на основании результатов испытаний или расчетным путем, значения которых оцениваются в сопоставлении с тепловыми потерями по нормам, указанным в приложении АС.1. Поправки не распространяются на участки тепловых сетей, тепловая изоляция которых выполнена согласно нормам, указанным в приложении АС.2.

АС.2.2.7 Приведенные поправки являются усредненными для всех тепловых сетей и для каждой конкретной тепловой сети уточняются по мере накопления статистических данных. При проведении очередных тепловых испытаний принятые в предшествующий период (год) нормируемые тепловые потери с поправками сопоставляются с полученными по результатам испытаний значениями тепловых потерь, приведенными к среднегодовым условиям; при необходимости вносятся корректировки в указанную систему поправок.

АС.2.3 Определение показателей нормируемых эксплуатационных тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции

АС.2.3.1 Показатель нормируемых эксплуатационных тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции представляет собой значение часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях по видам прокладки для всей тепловой сети, отнесенное к 1 м^2 наружной поверхности трубопроводов (единице материальной характеристики) соответствующей прокладки на 1°С среднегодовой разности температур сетевой воды и окружающей среды:

- для участков подземной прокладки значение показателя $П_{т.и}^{подз}$, Вт/(м^2 ·°С) [кКал /(ч · м^2 ·°С)], определяют по формуле:

$$П_{т.и}^{подз} = \frac{Q_{н}^{ср.г}}{\pi М_{п}\left(\frac{t_{п}^{ср.г} + t_{о}^{ср.г}}{2} - t_{гр}^{ср.г}\right)}; \qquad (АС.26)$$

- для участков надземной прокладки показатели тепловых потерь определяются раздельно по подающим $П_{т.и.п}^{надз}$ и обратным $П_{т.и.о}^{надз}$ трубопроводам, Вт/(м^2 ·°С) [кКал /(ч · м^2 ·°С)], или (приближенно) суммарно по двум трубопроводам $П_{т.и}^{надз}$ по формулам:

$$П_{т.и.п}^{надз} = \frac{Q_{н.п}^{ср.г}}{\pi М_{н.п}\left(t_{п}^{ср.г} - t_{в}^{ср.г}\right)}; \qquad (АС.27)$$

$$П_{т.и.о}^{надз} = \frac{Q_{н.о}^{ср.г}}{\pi М_{н.о}\left(t_{о}^{ср.г} - t_{в}^{ср.г}\right)}; \qquad (АС.28)$$

$$П_{т.и}^{надз} = \frac{Q_{н.п}^{ср.г} + Q_{н.о}^{ср.г}}{\pi (М_{н.п} + М_{н.о})\left(\frac{t_{п}^{ср.г} + t_{о}^{ср.г}}{2} - t_{в}^{ср.г}\right)}, \qquad (АС.29)$$

где $М_{п}$, $М_{н.п}$ и $М_{н.о}$ - материальная характеристика по участкам тепловой сети соответственно для подземной прокладки суммарно по подающим и обратным трубопроводам и раздельно для надземной прокладки, м^2.

Материальная характеристика по участкам всей тепловой сети $М_{п}$, $М_{н.п}$, $М_{н.о}$ (м^2) определяют по формуле:

$$М = \Sigma\,(d_{н}\,L), \qquad (АС.30)$$

где $d_{н}$ - наружный диаметр труб участков тепловой сети с данным видом прокладки, м^2;

L - длина трубопроводов на участке тепловой сети с диаметром $d_{н}$ по подающей и обратной линиям для подземной прокладки и по подающей или обратной линиям для надземной прокладки, м.

При различных диаметрах на отдельных участках подземной прокладки материальные характеристики вычисляются раздельно по подающему и обратному трубопроводам с последующим их суммированием.

АС.2.3.2 Показатели $П_{т.и}^{подз}$ и $П_{т.и}^{надз}$ представляют собой усредненные условные коэффициенты теплопередачи участков всей сети по видам прокладки, которые характеризуют уровень тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции данной тепловой сети при принятых технических решениях и техническом

состоянии, соотнесенные с геометрической (материальной) характеристикой сети и учитывающие температурные условия ее работы.

АС.2.3.3 Для оценки уровня принятых для нормирования эксплуатационных тепловых потерь по сравнению с тепловыми потерями, определенными по нормам, указанным в приложениях АН.А– АН.В, используются относительные показатели тепловых потерь по видам прокладки.

Относительный показатель тепловых потерь для подземной прокладки суммарно по подающим и обратным трубопроводам $\bar{\Pi}^{\text{подз}}_{\text{т.и}}$ определяют по формуле:

$$\bar{\Pi}^{\text{подз}}_{\text{т.и}} = \frac{Q^{\text{ср.г}}_{\text{н}}}{Q^{\text{ср.г}}_{\text{норм}}}. \qquad \text{(АС.31)}$$

Относительный показатель тепловых потерь для надземной прокладки суммарно по подающим $\bar{\Pi}^{\text{надз}}_{\text{т.и.п}}$ и суммарно по обратным $\bar{\Pi}^{\text{надз}}_{\text{т.и.о}}$ трубопроводам или суммарно по двум (подающему и обратному) трубопроводам $\bar{\Pi}^{\text{надз}}_{\text{т.и}}$ определяют по формулам:

$$\bar{\Pi}^{\text{надз}}_{\text{т.и.п}} = \frac{Q^{\text{ср.г}}_{\text{н.п}}}{Q^{\text{ср.г}}_{\text{норм.п}}}; \qquad \text{(АС.32)}$$

$$\bar{\Pi}^{\text{надз}}_{\text{т.и.о}} = \frac{Q^{\text{ср.г}}_{\text{н.о}}}{Q^{\text{ср.г}}_{\text{норм.о}}}; \qquad \text{(АС.33)}$$

$$\bar{\Pi}^{\text{надз}}_{\text{т.и}} = \frac{Q^{\text{ср.г}}_{\text{н.п}} + Q^{\text{ср.г}}_{\text{н.о}}}{Q^{\text{ср.г}}_{\text{норм.п}} + Q^{\text{ср.г}}_{\text{норм.о}}}. \qquad \text{(АС.34)}$$

АС.2.3.4 Отсутствие нормативных значений показателей тепловых потерь, регламентируемых действующими нормативными документами, не позволяет непосредственно использовать эти показатели для нормирования тепловых потерь. Однако они могут применяться для укрупненной оценки уровня тепловых потерь по видам прокладки, а также приближенного пересчета тепловых потерь при изменении температурного режима работы тепловых сетей или материальной характеристики. Накопление статического материала позволяет по изменению значений показателей оценивать динамику изменения технического состояния теплоизоляционных конструкций по видам прокладки и в целом по тепловой сети.

АС.2.4 Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь с потерями сетевой воды

АС.2.4.1 В настоящем разделе приводится укрупненное определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь с потерями сетевой воды, которые могут использоваться, когда энергетическая характеристика по показателю «тепловые потери» разрабатывается до энергетической характеристики по показателю «потери сетевой воды». Учитываемые при этом потери сетевой воды составляют более 90 % всех эксплуатационных потерь.

АС.2.4.2 Нормируемые эксплуатационные годовые тепловые потери с потерями сетевой воды $Q^{\text{г}}_{\text{псв}}$, ГДж (Гкал), определяют по формуле:

$$Q^{\text{г}}_{\text{псв}} = Q^{\text{г}}_{\text{ут}} + Q^{\text{г}}_{\text{зап}}, \qquad \text{(АС.35)}$$

где $Q_{ут}^{г}$ – годовые тепловые потери с нормируемой утечкой сетевой воды из тепловых сетей на балансе энергопредприятия, ГДж (Гкал);

$Q_{зап}^{г}$ – годовые тепловые потери с регламентируемыми затратами на пусковое заполнение тепловых сетей, ГДж (Гкал).

АС.2.4.3 Нормируемые эксплуатационные годовые тепловые потери с нормируемой утечкой $Q_{ут}^{г}$, ГДж (Гкал), определяют по формуле:

$$Q_{ут}^{г} = \alpha V^{ср.г} c \rho^{ср.г} \left(\frac{t_{п}^{ср.г} + t_{о}^{ср.г}}{2} - t_{х}^{ср.г} \right) \cdot n_{год} \cdot 10^{-6}, \qquad (АС.36)$$

где α - нормируемая среднегодовая утечка сетевой воды, м3/(ч·м3); устанавливается не более 0,25 % в час от среднегодового объема сетевой воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплопотребления (0,0025 м^3/(ч·м^3); для конкретной тепловой сети этот процент устанавливается в размере, не превышающем значения, указанного эксплуатирующей организацией на основании анализа статистики фактических потерь сетевой воды;

$V^{ср.г}$ - среднегодовой объем сетевой воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплопотребления, м^3;

c - удельная теплоемкость сетевой воды, принимается равной 4,1868 кДж/(кг ·°С) или 1 кКал /(кг ·°С);

$\rho^{ср.г}$ – среднегодовая плотность воды, кг/м^3; определяется при среднем значении среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах;

$t_{п}^{ср.г}$ и $t_{о}^{ср.г}$ – среднегодовая температура сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, °С; принимается в соответствии с п. 2.1.10 настоящего приложения;

$t_{х}^{ср.г}$ - среднегодовая температура холодной воды, поступающей на источник тепловой энергии для подготовки и использования в качестве подпитки тепловой сети, °С;

$n_{год}$ - календарная продолжительность работы тепловой сети в течение года, ч.

Среднегодовой объем сетевой воды в трубопроводах тепловой сети и в системах теплопотребления $V^{ср.г}$ (м^3) определяют по формуле:

$$V^{ср.г} = \frac{V_{от} n_{от} + V_{л} n_{л}}{n_{год}}, \qquad (АС.37)$$

где $V_{от}$ и $V_{л}$ - объем воды в тепловой сети и системах теплопотребления соответственно в отопительном и летнем сезонах работы тепловой сети, м^3.

Среднегодовая температура воды, поступающей на источник тепловой энергии для последующей обработки с целью подпитки тепловой сети $t_{х}^{ср.г}$ (°С) определяют по формуле:

$$t_{х}^{ср.г} = \frac{t_{х}^{от} n_{от} + t_{х}^{л} n_{л}}{n_{год}}; \qquad (АС.38)$$

где $t_х^{от}$ и $t_х^{л}$ _ значения температуры воды, поступающей на источник тепловой энергии, соответственно в отопительном и летнем сезонах работы тепловой сети (°С), определяются как средние значения из соответствующих среднемесячных значений температуры холодной воды; при отсутствии статистических эксплуатационных данных принимается

$$t_х^{от} = 5°С,\ t_х^{л} = 15°С$$

АС.2.4.4 Нормируемые годовые эксплуатационные тепловые потери с затратами сетевой воды на заполнение тепловых сетей после проведения плановых ремонтов и ввод в эксплуатацию новых сетей $Q_{зап}^{г}$ $Q_{зап}^{г}$, ГДж (Гкал), определяют по формуле:

$$Q_{зап}^{г} = 1{,}5 V_{тс}\, c\, \rho_{зап} (t_{зап} - t_х) \cdot 10^{-6}, \qquad (АС.39)$$

где 1,5 - коэффициент регламентируемых затрат сетевой воды на пусковое заполнение в соответствии с действующей Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей);

$V_{тс}$ - внутренний объем всех тепловых сетей, находящихся на балансе энергоснабжающей организации, м^3;

$t_{зап}$ - температура сетевой воды, используемой на заполнение, определяется эксплуатационными условиями работы сети и источником заполнения; согласно действующей Типовой инструкции по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей) не может превышать 70°С;

$t_х$ - температура холодной воды, поступающей на источник подготовки подпиточной воды на период заполнения, °С, принимается согласно п. 2.4.3 настоящего приложения.

АС.2.4.5 Нормируемые эксплуатационные тепловые потери с утечкой сетевой воды по сезонам работы тепловой сети – отопительному $Q_{ут}^{от}$ и летнему $Q_{ут}^{л}$, ГДж (Гкал), определяют по формулам:

$$Q_{ут}^{от} = Q_{ут}^{г} \cdot \frac{V_{от} n_{от}}{V^{ср.г} n_{год}}; \qquad (АС.40)$$

$$Q_{ут}^{л} = Q_{ут}^{г} \cdot \frac{V_{л} n_{л}}{V^{ср.г} n_{год}}. \qquad (АС.41)$$

АС.2.4.6 Нормируемые эксплуатационные тепловые потери с утечкой сетевой воды по месяцам в отопительном $Q_{ут}^{м.от}$ $Q_{ут}^{м.от}$ и летнем $Q_{ут}^{м.л}$ $Q_{ут}^{м.л}$ сезонах, ГДж (Гкал), определяют по формулам:

$$Q_{ут}^{м.от} = Q_{ут}^{от} \cdot \frac{(t_п^{ср.м} + t_о^{ср.м} - 2t_х^{ср.м}) \cdot n_м}{(t_п^{от} + t_о^{от} - 2t_х^{от}) \cdot n_{от}}; \qquad (АС.42)$$

$$Q_{ут}^{м.л} = Q_{ут}^{л} \cdot \frac{n_м}{n_л}, \qquad (АС.43)$$

где $t_{п}^{ср.м}$ и $t_{о}^{ср.м}$ _ среднемесячные значения температуры сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах, °С; определяются согласно АС.2.1.10 настоящего приложения;

$t_{п}^{от}$ и $t_{о}^{от}$ – средние значения температуры сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах за отопительный сезон, °С, определяются как средние значения из среднемесячных значений температуры за соответствующий период;

$t_{х}^{ср.м}$ – среднемесячное значение температуры холодной воды, °С; при отсутствии данных принимается равным $t_{х}^{от}$ или $t_{х}^{л}$ [см. обозначения к формуле (АС.38) настоящего приложения].

Для месяцев, в которых осуществляется переход тепловой сети из одного режима (сезона) работы в другой тепловые потери по месяцам определяют по формулам (АС.42) и (АС.43) с подстановкой соответствующего числа часов работы сети (включая нахождение сети в заполненном состоянии) в данном месяце в отопительном или летнем сезоне.

АС.2.4.7 Тепловые потери с затратами сетевой воды на пусковое заполнение, относятся к тем месяцам (в основном летнего периода), когда осуществляются операции по пуску сетей после ремонта или ввод новых сетей. На планируемый период эти потери могут быть равномерно распределены по месяцам летнего сезона и периода пуска сетей в эксплуатацию.

АС.2.4.8 Наряду с тепловыми потерями с нормированной утечкой сетевой воды и на заполнение могут также нормироваться тепловые потери с другими потерями сетевой воды – необходимыми или неизбежными при обеспечении нормальных режимов работы системы теплоснабжения или выполнении работ по поддержанию технически исправного состояния элементов системы теплоснабжения (сливы из средств авторегулирования, проведение промывки, испытаний и т.п.).

Основой для такого нормирования являются эксплуатационные нормы потерь сетевой воды, разработанные организацией, эксплуатирующей тепловые сети, и утвержденные в установленном порядке.

При определении составляющих потерь сетевой воды и их значений следует руководствоваться приложением АР.

Определение тепловых потерь с технологическими потерями сетевой воды осуществляется также по соответствующим периодам работы системы теплоснабжения, по которым распределены количественные значения вышеприведенных потерь (в целом за год, по сезонам или месяцам). Значения температуры сетевой и холодной воды принимаются согласно указаниям п. 2.4.1 настоящего приложения.

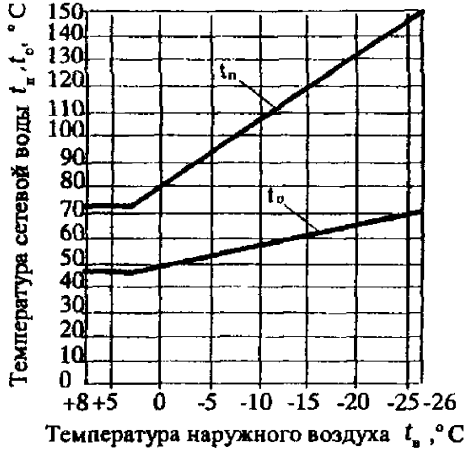
АС.3 Построение энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю «тепловые потери»

АС.3.1 Построение энергетической характеристики по тепловым потерям через теплоизоляционные конструкции

АС.3.1.1 Энергетическая характеристика по тепловым потерям через теплоизоляционные конструкции тепловых сетей строится как зависимость значений тепловых потерь от среднемесячных значений разности температур сетевой воды и окружающей среды, определяемых по формулам (АС.22)-(АС.25).

Для построения энергетической характеристики необходимы следующие данные:

- эксплуатационный температурный график регулирования отпуска тепла (рисунок АС.1);
- число часов работы тепловой сети в течение года, а также в отопительном и летнем сезонах;
- метеорологические данные по среднемесячным и среднегодовым значениям температуры наружного воздуха за 5 лет (табл. АС.Пб.2 приложения АС.е);
- метеорологические данные по среднемесячным и среднегодовым значениям температуры грунта на глубине заложения трубопроводов за 5 лет (см. табл. АС.Б.3 приложения АС.Б);
- значения нормируемых эксплуатационных часовых тепловых потерь для среднегодовых условий работы тепловых сетей по видам прокладки, определенные по формулам (АС.16) – (АС.18).



$t_п$ - температура сетевой воды в подающем трубопроводе, °С;

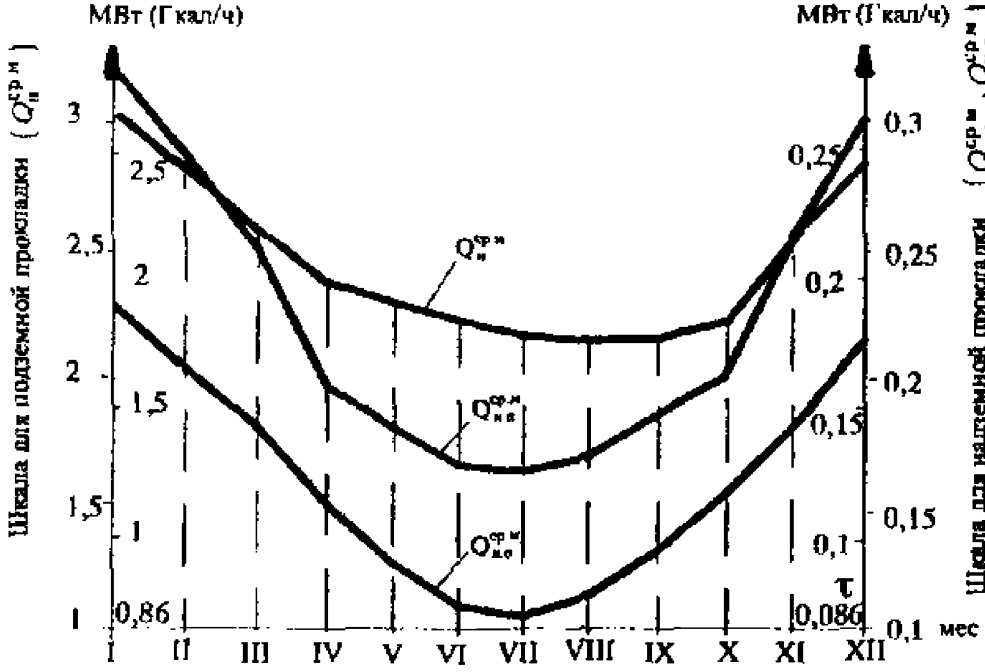
$t_о$ - температура сетевой воды в обратном трубопроводе, °С.

Рисунок АС.1 – Эксплуатационный температурный график регулирования отпуска тепла в тепловой сети

По температурному графику и значениям ожидаемых среднемесячных значений температуры наружного воздуха определяются среднемесячные значения температуры сетевой воды в подающем $t_п^{ср.м}$ и обратном $t_о^{ср.м}$ трубопроводах тепловой сети, а также среднегодовые значения этих температур $t_п^{ср.г}$ и $t_о^{ср.г}$ как среднеарифметические из среднемесячных значений температуры сетевой воды или, более точно, по числу часов работы сети в каждом месяце; определяются часовые

среднемесячные и месячные значения тепловых потерь раздельно по подземной и надземной прокладкам.

АС.3.1.2 Суммарная энергетическая характеристика строится по месяцам работы тепловой сети путем суммирования отдельных составляющих месячных эксплуатационных тепловых потерь по видам прокладок (подземной и надземной). Годовые эксплуатационные тепловые потери определяются путем суммирования месячных тепловых потерь. Графики приведены на рисунке АС.2.



$Q_{н}^{ср.м}$ – нормируемые часовые тепловые потери для подземной прокладки, МВт (Гкал/ч); $Q_{н.п}^{ср.м}$ – нормируемые часовые тепловые потери для подающего трубопровода надземной прокладки, МВт (Гкал/ч); $Q_{н.о}^{ср.м}$ – нормируемые часовые тепловые потери для обратного трубопровода надземной прокладки, МВт (Гкал/ч)

Рисунок АС.2 – Нормируемые часовые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции при среднемесячных условиях

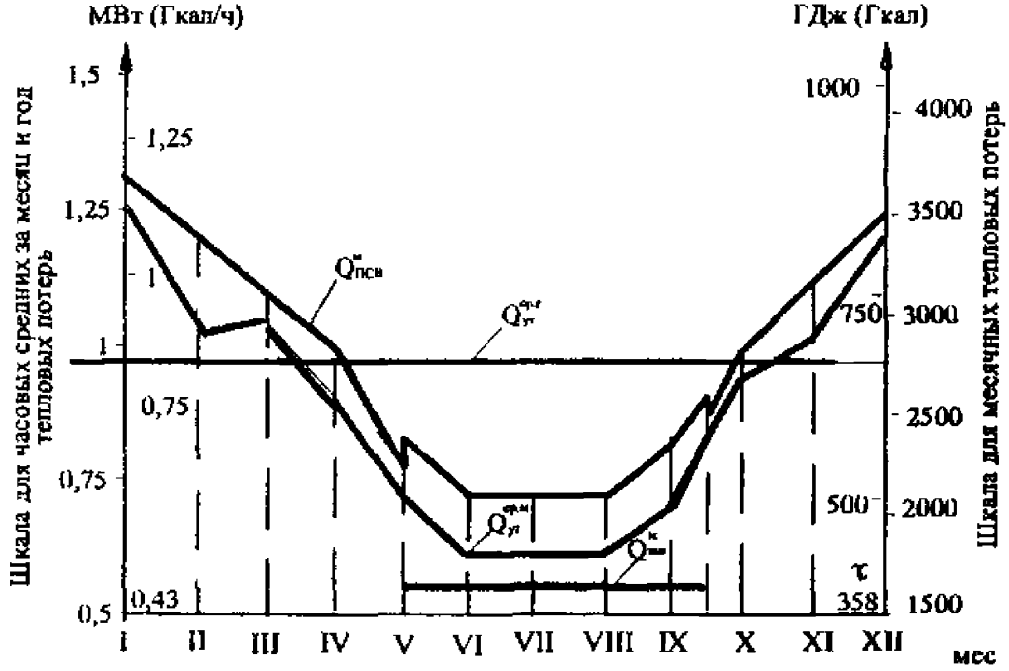
АС.3.2 Построение энергетической характеристики по тепловым потерям с потерями сетевой воды

АС.3.2.1 Построение энергетической характеристики по тепловым потерям с нормативными потерями сетевой воды (с нормативной утечкой и на заполнение) осуществляется по аналогии с тепловыми потерями через теплоизоляционные конструкции как зависимости значений месячных эксплуатационных тепловых потерь с утечкой, определяемых по формулам (АС.42) и (АС.43), от среднемесячных значений разности температур сетевой воды и температуры воды, поступающей на источник тепловой энергии $t_{х}$.

АС.3.2.2 Для построения энергетической характеристики необходимы данные по ожидаемым среднемесячным значениям температуры, сетевой воды и хо-

лодной воды, поступающей на источник тепловой энергии для последующей подпитки тепловых сетей. При отсутствии статистических данных по температуре холодной воды значения этой температуры принимаются по указаниям п. АС.2.4.1 настоящего приложения.

АС.3.2.3 Энергетическая характеристика по тепловым потерям с потерями сетевой воды приведена на рисунке АС.3. На данном графике затраты и соответственно тепловые потери на заполнение условно распределены равномерно по месяцам летнего периода.



$Q_{ут}^{ср.м}$ – часовые среднемесячные тепловые потери с утечкой сетевой воды, МВт (Гкал/ч); $Q_{ут}^{м}$ и $Q_{зап}^{м}$ – месячные тепловые потери с утечкой и на заполнение ГДж (Гкал); $Q_{псв}^{м}$ – суммарные месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, МВт (Гкал/ч)

Рисунок АС.3 – Нормируемые тепловые потери с потерями сетевой воды (утечкой и на заполнение)

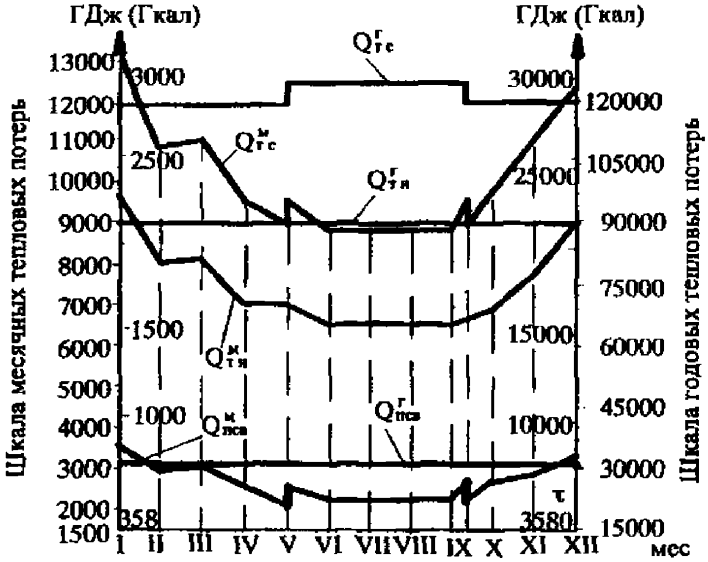
АС.3.2.4 Годовое значение эксплуатационных тепловых потерь с потерями сетевой воды определяют по формулам (АС.36) и (АС.39) или путем суммирования месячных тепловых потерь.

АС.3.2.5 Тепловые потери с другими технологическими потерями сетевой воды определяют помесячно; годовые тепловые потери или потери по сезонам работы тепловой сети определяются путем суммирования месячных тепловых потерь за соответствующие месяцы.

АС.3.3 Построение энергетической характеристики суммарных эксплуатационных тепловых потерь

АС.3.3.1 Суммарная энергетическая характеристика по показателю «тепловые потери» строится для нормируемых эксплуатационных месячных тепловых потерь путем суммирования соответствующих значений тепловых потерь через

теплоизоляционные конструкции и тепловых потерь с потерями сетевой воды (рисунок АС.4.).



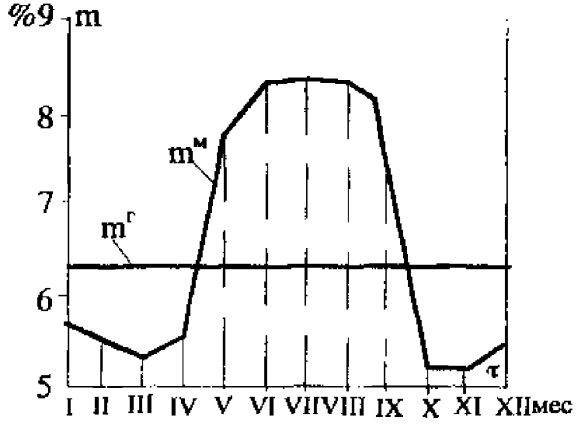
$Q^{м}_{т.и}$ и $Q^{г}_{т.и}$ – месячные и годовые тепловые потери через тепловую изоляцию, ГДж (Гкал); $Q^{м}_{псв}$ и $Q^{г}_{псв}$ – месячные и годовые тепловые потери с потерями сетевой воды, ГДж (Гкал); $Q^{м}_{т.с}$ и $Q^{г}_{т.с}$ – суммарные месячные и годовые тепловые потери, ГДж (Гкал)

Рисунок АС.4 – Нормируемые месячные и годовые тепловые потери через тепловую изоляциюи с потерями сетевой воды

АС.3.3.2 Годовые нормируемые эксплуатационные тепловые потери определяются путем суммирования годовых потерь тепла через теплоизоляционные конструкции и с потерями сетевой воды (см. рисунок АС.4).

АС.3.3.3 Энергетическая характеристика по суммарным нормируемым эксплуатационным тепловым потерям водяной тепловой сетью может быть также представлена в виде доли или процентного отношения к планируемому отпуску тепловой энергии от источника (источников) тепловой энергии в тепловую сеть.

В зависимости от планируемых периодов (месяца, сезона, года) представляются и соответствующие соотношения нормируемых эксплуатационных тепловых потерь и отпуска тепловой энергии (рисунок АС.5).



$m^{м}$ – отношение месячных тепловых потерь к месячному отпуску тепла, %; $m^{г}$ – отношение годовых тепловых потерь к годовому отпуску тепла, %

Рисунок АС.5 – Отношение нормируемых тепловых потерь к отпуску тепла

АС.3.4 Корректировка и пересмотр энергетических характеристик

АС.3.4.1 Корректировка энергетических характеристик по показателю «тепловые потери» производится ежегодно. При этом уточняется значение материальной характеристики находящихся в работе тепловых сетей, а также изменение значения тепловых потерь в результате проведения ремонта тепловой изоляции или устранения причин повышенных тепловых потерь (например, периодического увлажнения) на отдельных участках тепловых сетей.

АС.3.4.2 Пересмотр энергетических характеристик производится не реже чем один раз в пять лет, после проведения очередных испытаний по определению тепловых потерь, а также при:

- вводе в эксплуатацию значительного количества вновь построенных тепловых сетей, проведении реконструкции или капитального ремонта протяженных участков существующих сетей с полной заменой тепловой изоляции или изменением типа прокладки;

- значительном изменении материальной характеристики (свыше 10 %) тепловой сети, связанном с передачей или приемкой на баланс тепловых сетей других предприятий и организаций;

- пересмотре в установленном порядке температурного графика отпуска тепла, в результате чего изменяются среднегодовые и среднемесячные значения температуры сетевой воды.

АС.3.4.3 Корректировка и пересмотр значений нормируемых эксплуатационных тепловых потерь производятся в соответствии с методикой определения тепловых потерь по разд. АС.2.1 настоящего приложения.

Проведение корректировок и пересмотра значений нормируемых эксплуатационных тепловых потерь не исключает введения поправок по разд. АС.2.2 настоящего приложения.

АС.4 Определение фактических тепловых потерь в водяных тепловых сетях

АС.4.1 Определение фактических тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции

АС.4.1.1 Тепловые потери за прошедший отрезок времени (месяц, сезон, год) через теплоизоляционные конструкции тепловых сетей по их балансовой принадлежности определяются при фактических температурных режимах работы тепловой сети (средних за соответствующие периоды значения температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах, наружного воздуха и грунта) и ее теплотехнических характеристиках, принятых для определения нормируемых эксплуатационных тепловых потерь.

АС.4.1.2 Тепловые потери за прошедший месяц работы тепловой сети определяют по формулам (АС.22) – (АС.25) с подстановкой в них вместо ожидаемых среднемесячных значений температур сетевой воды, наружного воздуха и грунта их фактических среднемесячных значений по результатам эксплуатационных измерений и метеорологическим данным.

АС.4.1.3 Определение эксплуатационных тепловых потерь за прошедший период работы тепловых сетей осуществляется в сопоставимых условиях по значению материальной характеристики сети в целом или по отдельным видам прокладки.

При изменениях за прошедший период значения материальной характеристики (например, при вводе в эксплуатацию новых участков, изменении балансовой принадлежности сетей), не учтенных при нормировании эксплуатационных тепловых потерь на этот период, вносятся коррективы в исходные данные для расчета величин, входящих в формулы (АС.22)-(АС.25).

АС.4.1.4 Тепловые потери за прошедший сезон или год работы тепловой сети определяются как сумма месячных тепловых потерь.

АС.4.2 Определение тепловых потерь с потерями сетевой воды

АС.4.2.1 Тепловые потери с утечкой сетевой воды в тепловой сети и (или) системах теплопотребления за прошедший период (месяц, сезон, год) определяются исходя из количества сетевой воды, отнесенного согласно действующим правилам учета тепловой энергии и теплоносителя к утечке, и фактических средних значений температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и холодной воды на источнике тепловой энергии (источнике подпитки).

АС.4.2.2 Тепловые потери с нормативной утечкой сетевой воды для открытой системы теплоснабжения за прошедший период работы тепловой сети (месяц, сезон, год) определяют по соответствующим формулам разд. АС.2.4 настоящего приложения с подстановкой уточненного значения внутреннего объема трубопроводов тепловой сети и систем теплопотребления в рассматриваемом периоде и фактических значений температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и холодной воды.

АС.4.2.3 Тепловые потери за прошедший период (месяц, сезон, год) с потерями сетевой воды для закрытых систем теплоснабжения определяют по фактическим значениям расхода подпиточной воды, отнесенным на потери сетевой воды с утечкой, температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и воды, поступающей на источник тепловой энергии для подпитки за соответствующий период.

Тепловые потери за прошедший месяц работы тепловой сети с потерями сетевой воды для закрытых систем $Q^{м}$, ГДж (Гкал), определяют по формуле:

$$Q^{м} = cG_{псв}^{ср.м.ф} \cdot \left(\frac{t_{п}^{ср.м.ф} + t_{о}^{ср.м.ф}}{2} - t_{х}^{ср.м.ф} \right) n_{м} \cdot 10^{-3} \qquad (АС.44)$$

где $G_{псв}^{ср.м.ф}$ – фактическое значение потерь сетевой воды за прошедший месяц, т/ч;

$t_{п}^{ср.м.ф}$ и $t_{о}^{ср.м.ф}$ – фактические среднемесячные значения температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах, °С;

$t_{х}^{ср.м.ф}$ – фактическое среднемесячное значение температуры воды, поступающей на источник тепла для целей подпитки, °С;

$n_{м}$ - фактическое число часов работы тепловой сети в рассматриваемом месяце, ч.

При определении значения $G_{псв}^{ср.м.ф}$ учитываются потери сетевой воды, измеренные по приборам учета количества сетевой воды у потребителей (или на границах балансовой принадлежности), установленные по актам при повреждениях, с несанкционированным водоразбором, а также с фактическими технологическими затратами сетевой воды на проведение плановых работ (ремонта, промывок, испытаний и т.п.). Определение значения утечки производится в соответствии приложением АХ.

АС.4.2.4 Тепловые потери с потерями сетевой воды за прошедший период работы тепловой сети (год, сезон) определяются как сумма месячных тепловых потерь за соответствующий период или по формулам (АС.36), (АС.40) и (АС.41).

АС.4.2.5 Сравнение фактических значений тепловых потерь с потерями сетевой воды с их нормируемыми значениями производится по отдельным составляющим потерь сетевой воды (утечке, технологическим потерям и др.) в сопоставимых условиях по внутреннему объему тепловых сетей и систем теплопотребления, а также по температурам сетевой и холодной воды.

При этом необходимо учитывать, что значения потерь сетевой воды по отдельным составляющим, в том числе по значению утечки, в значительной степени определяются принятым методом распределения по элементам системы теплоснабжения и балансовой принадлежности.

Приложение АС.А
(справочное)
Нормы тепловых потерь (плотности теплового потока) водяными теплопроводами, спроектированными в период С 1959 г. по 1990 г.

Таблица АС.А.1 – Нормы тепловых потерь изолированными водяными теплопроводами в непроходныхканалах и при бесканальной прокладке с расчетной среднегодовой температурой грунта +5°С на глубине заложения теплопроводов

Наружный диаметр труб $d_н$, мм	Нормы тепловых потерь теплопроводами, Вт/м [кКал /(м · ч)]			
	обратным при средней температуре воды $t_о^{ср.г}$ $t_о^{ср.г}$ = 50°С	двухтрубной прокладки при разности среднегодовых температур воды и грунта 52,5°С ($t_п^{ср.г}$ $t_п^{ср.г}$ =65°С)	двухтрубной прокладки при разности среднегодовых температур воды и грунта 65°С ($t_п^{ср.г}$ $t_п^{ср.г}$ =90°С)	двухтрубной прокладки при разности среднегодовых температур воды и грунта 75°С ($t_п^{ср.г}$ $t_п^{ср.г}$ =110°С)
32	23 (20)	52 (45)	60 (52)	67 (58)
57	29 (25)	65 (56)	75 (65)	84 (72)
76	34 (29)	75 (64)	86 (74)	95 (82)
89	36 (31)	80 (69)	93 (80)	102 (88)
108	40 (34)	88 (76)	102 (88)	111 (96)
159	49 (42)	109 (94)	124 (107)	136 (117)
219	59 (51)	131 (113)	151 (130)	165 (142)
273	70 (60)	154 (132)	174 (150)	190 (163)
325	79 (68)	173 (149)	195 (168)	212 (183)
377	88 (76)	191 (164)*	212 (183)	234 (202)
426	95 (82)	209 (180)*	235 (203)	254 (219)
478	106 (91)	230 (198)*	259 (223)	280 (241)
529	117 (101)	251 (216)*	282 (243)	303 (261)
630	133 (114)	286 (246)*	321 (277)	345 (298)
720	145 (125)	316 (272)*	355 (306)	379 (327)
820	164 (141)	354 (304)*	396 (341)	423 (364)
920	180 (155)	387 (333)*	433 (373)	463 (399)
1020	198 (170)	426 (366)*	475 (410)	506 (436)
1220	233 (200)	499 (429)*	561 (482)	591 (508)
1420	265 (228)	568 (488)	644 (554)	675 (580)

Примечания

1. Отмеченные знаком «*» значения удельных часовых тепловых потерь приведены как оценочные ввиду отсутствия в нормативных документах (НД) соответствующих значений удельных тепловых потерь для подающего трубопровода.

2. Значения удельных часовых тепловых потерь для диаметров 1220 и 1420 мм ввиду их отсутствия в соответствующих НД определены методом экстраполяции и приведены как рекомендуемые.

Таблица АС.А.2 – Нормы тепловых потерь одним изолированным водяным теплопроводом при надземной прокладке с расчетной среднегодовой температурой наружного воздуха +5°С

Наружный диаметр труб $d_н$, мм	Нормы тепловых потерь, Вт/м [кКал /(м · ч)]			
	Разность среднегодовой температуры сетевой воды в подающем или обратном трубопроводах и наружного воздуха, °С			
	45	70	95	120
32	17 (15)	27 (23)	36 (31)	44 (38)
49	21 (18)	31 (27)	42 (36)	52 (45)
57	24 (21)	35 (30)	46 (40)	57 (49)
76	29 (25)	41 (35)	52 (45)	64 (55)
82	32 (28)	44 (38)	58 (50)	70 (60)
108	36 (31)	50 (43)	64 (55)	78 (67)
133	41 (35)	56 (48)	70 (60)	86 (74)
159	44 (38)	58 (50)	75 (65)	93 (80)
194	49 (42)	67 (58)	85 (73)	102 (88)
219	53 (46)	70 (60)	90 (78)	110 (95)
273	61 (53)	81 (70)	101 (87)	124 (107)
325	70 (60)	93 (80)	116 (100)	139 (120)
377	82 (71)	108 (93)	132 (114)	157 (135)
426	95 (82)	122 (105)	148 (128)	174 (150)
478	103 (89)	131 (113)	158 (136)	186 (160)
529	110 (95)	139 (120)	168 (145)	197 (170)
630	121 (104)	154 (133)	186 (160)	220 (190)
720	133 (115)	168 (145)	204 (176)	239 (206)
820	157 (135)	195 (168)	232 (200)	270 (233)
920	180 (155)	220 (190)	261 (225)	302 (260)
1020	209 (180)	255 (220)	296 (255)	339 (292)
1420	267 (230)	325 (280)	377 (325)	441 (380)

Приложение АС.Б
(рекомендуемое)
Нормы тепловых потерь (плотности теплового потока) водяными теплопроводами, спроектированными в период с 1990 г. по 1998 г.

Таблица АС.Б.1 -Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность трубопроводовдвухтрубных водяных тепловых сетей при прокладке в непроходных каналах, Вт/м [кКал /(м · ч)]

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 и менее						При числе часов работы в год более 5000					
	Трубопровод											
	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный
	Среднегодовая температура теплоносителя, °С											
	65	50	90	50	110	50	65	50	90	50	110	50
25	18 (15)	12 (10)	26 (22)	11 (9)	31 (27)	10 (9)	16 (14)	11 (9)	23 (20)	10 (9)	28 (24)	9 (8)
30	19 (16)	13 (11)	27 (23)	12 (10)	33 (28)	11 (9)	17 (15)	12 (10)	24 (21)	11 (9)	30 (26)	10 (9)
40	21 (18)	14 (12)	29 (25)	13 (11)	36 (31)	12 (10)	18 (15)	13 (11)	26 (22)	12 (10)	32 (28)	11 (9)
50	22 (19)	15 (13)	33 (28)	14 (12)	40 (34)	13 (11)	20 (17)	14 (12)	28 (24)	13 (11)	35 (30)	12 (10)
65	27 (23)	19 (16)	38 (33)	16 (14)	47 (40)	14 (12)	23 (20)	16 (14)	34 (29)	15 (13)	40 (34)	13 (11)
80	29 (25)	20 (17)	41 (35)	17 (15)	51 (44)	15 (13)	25 (22)	17 (15)	36 (31)	16 (14)	44 (38)	14 (12)
100	33 (28)	22 (19)	46 (40)	19 (16)	57 (49)	17 (15)	28 (24)	19 (16)	41 (35)	17 (15)	48 (41)	15 (13)
125	34 (29)	23 (20)	49 (42)	20 (17)	61 (53)	18 (15)	31 (27)	21 (18)	42 (36)	18 (15)	50 (43)	16 (14)
150	38 (33)	26 (22)	54 (46)	22 (19)	65 (56)	19 (16)	32 (28)	22 (19)	44 (38)	19 (16)	55 (47)	17 (15)
200	48 (41)	31 (27)	66 (57)	26 (22)	83 (71)	23 (20)	39 (34)	27 (23)	54 (46)	22 (19)	68 (59)	21 (18)
250	54 (46)	35 (30)	76 (65)	29 (25)	93 (80)	25 (22)	45 (39)	30 (26)	64 (55)	25 (22)	77 (66)	23 (20)
300	62 (53)	40 (34)	87 (75)	32 (28)	103 (89)	28 (24)	50 (43)	33 (28)	70 (60)	28 (24)	84 (72)	25 (22)
350	68 (59)	44 (38)	93 (80)	34 (29)	117 (101)	29 (25)	55 (47)	37 (32)	75 (65)	30 (26)	94 (81)	26 (22)
400	76 (65)	47 (40)	109 (94)	37 (32)	123 (106)	30 (26)	58 (50)	38 (33)	82 (71)	33 (28)	101 (87)	28 (24)
450	77 (66)	49 (42)	112 (96)	39 (34)	135 (116)	32 (28)	67 (58)	43 (37)	93 (80)	36 (31)	107 (92)	29 (25)
500	88 (76)	54 (46)	126 (108)	43 (37)	167 (144)	33 (28)	68 (59)	44 (38)	98 (84)	38 (33)	117 (101)	32 (28)

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 и менее						При числе часов работы в год более 5000					
	Трубопровод											
	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный
	Среднегодовая температура теплоносителя, °С											
	65	50	90	50	110	50	65	50	90	50	110	50
600	98 (84)	58 (50)	140 (121)	45 (39)	171 (147)	35 (30)	79 (68)	50 (43)	109 (94)	41 (35)	132 (114)	34 (29)
700	107 (92)	63 (54)	163 (140)	47 (40)	185 (159)	38 (33)	89 (77)	55 (47)	126 (108)	43 (37)	151 (130)	37 (32)
800	130 (112)	72 (62)	181 (156)	48 (41)	213 (183)	42 (36)	100 (86)	60 (52)	140 (121)	45 (39)	163 (140)	40 (34)
900	138 (119)	75 (65)	190 (164)	57 (49)	234 (201)	44 (38)	106 (91)	66 (57)	151 (130)	54 (46)	186 (160)	43 (37)
1000	152 (131)	78 (67)	199 (171)	59 (51)	249 (214)	49 (42)	117 (101)	71 (61)	158 (136)	57 (49)	192 (165)	47 (40)
1200	185 (159)	86 (74)	257 (221)	66 (57)	300 (258)	54 (46)	144 (124)	79 (68)	185 (159)	64 (55)	229 (197)	52 (45)
1400	204 (176)	90 (77)	284 (245)	69 (59)	322 (277)	58 (50)	152 (131)	82 (71)	210 (181)	68 (59)	252 (217)	56 (48)

Таблица АС.Б.2 – Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность трубопроводов двухтрубной подземной бесканальной прокладки водяных тепловых сетей,Вт/м [кКал /(м · ч)]

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 и менее				При числе часов работы в год более 5000			
	Трубопровод							
	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный
	Среднегодовая температура теплоносителя, °С							
	65	50	90	50	65	50	90	50
25	36 (31)	27 (23)	48 (41)	26 (22)	33 (28)	25 (22)	44 (38)	24 (21)
50	44 (38)	34 (29)	60 (52)	32 (28)	40 (34)	31 (27)	54 (46)	29 (25)
65	50 (43)	38 (33)	67 (58)	36 (31)	45 (39)	34 (29)	60 (52)	33 (28)
80	51 (44)	39 (34)	69 (59)	37 (32)	46 (40)	35 (30)	61 (53)	34 (29)
100	55 (47)	42 (36)	74 (64)	40 (34)	49 (42)	38 (33)	65 (56)	35 (30)
125	61 (53)	46 (40)	81 (70)	44 (38)	53 (46)	41 (35)	72 (62)	39 (34)
150	69 (59)	52 (45)	91 (78)	49 (42)	60 (52)	46 (40)	80 (69)	43 (37)
200	77 (66)	59 (51)	101 (87)	54 (46)	66 (57)	50 (43)	89 (77)	48 (41)
250	83 (71)	63 (54)	111 (96)	59 (51)	72 (62)	55 (47)	96 (83)	51 (44)
300	91 (78)	69 (59)	122 (105)	64 (55)	79 (68)	59 (51)	105 (90)	56 (48)
350	101 (87)	75 (65)	133 (115)	69 (59)	86 (74)	65 (56)	113 (97)	60 (52)

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 и менее				При числе часов работы в год более 5000			
	Трубопровод							
	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный
	Среднегодовая температура теплоносителя, °С							
	65	50	90	50	65	50	90	50
400	108 (93)	80 (69)	140 (121)	73 (63)	91 (78)	68 (59)	121 (104)	63 (54)
450	116 (100)	86 (74)	151 (130)	78 (67)	97 (84)	72 (62)	129 (111)	67 (58)
500	123 (106)	91 (78)	163 (140)	83 (71)	105 (90)	78 (67)	138 (119)	72 (62)
600	140 (121)	103 (89)	186 (160)	94 (81)	117 (101)	87 (75)	156 (134)	80 (69)
700	156 (134)	112 (96)	203 (175)	100 (86)	126 (108)	93 (80)	170 (146)	86 (74)
800	169 (146)	122 (105)	226 (195)	109 (94)	140 (121)	102 (88)	186 (160)	93 (80)

Т а б л и ц а АС.Б.3 – Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность трубопроводов при расположении на открытом воздухе,

Вт/м [кКал /(м ч)]

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год более 5000			При числе часов работы в год 5000 и менее		
	Средняя температура теплоносителя, °С					
	50	100	150	50	100	150
	Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [кКал /(м·ч)]					
15	10 (9)	20 (17)	30 (26)	11 (10)	22 (19)	34 (29)
20	11 (10)	22 (19)	34 (29)	13 (11)	25 (22)	38 (33)
25	13 (11)	25 (22)	37 (32)	15 (13)	28 (24)	42 (36)
40	15 (13)	29 (25)	44 (38)	18 (15)	33 (28)	49 (42)
50	17 (15)	31 (27)	47 (40)	19 (16)	36 (31)	53 (46)
65	19 (16)	36 (31)	54 (46)	23 (20)	41 (35)	61 (53)
80	21 (18)	39 (34)	58 (50)	25 (22)	45 (39)	66 (57)
100	24 (21)	43 (37)	64 (55)	28 (24)	50 (43)	73 (63)
125	27 (23)	49 (42)	70 (60)	32 (28)	56 (48)	81 (70)
150	30 (26)	54 (46)	77 (66)	35 (30)	63 (54)	89 (77)
200	37 (32)	65 (56)	93 (80)	44 (38)	77 (66)	109 (94)
250	43 (37)	75 (65)	106 (91)	51 (44)	88 (76)	125 (108)
300	49 (42)	84 (72)	118 (102)	59 (51)	101 (87)	140 (121)
350	55 (47)	93 (80)	131 (113)	66 (57)	112 (96)	155 (133)
400	61 (53)	102 (88)	142 (122)	73 (63)	122 (105)	170 (146)

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год более 5000			При числе часов работы в год 5000 и менее		
	Средняя температура теплоносителя, °С					
	50	100	150	50	100	150
	Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [кКал /(м·ч)]					
450	65 (56)	109 (94)	152 (131)	80 (69)	132 (114)	182 (157)
500	71 (61)	119 (102)	166 (143)	88 (76)	143 (123)	197 (170)
600	82 (71)	136 (117)	188 (162)	100 (86)	165 (142)	225 (194)
700	92 (79)	151 (130)	209 (180)	114 (98)	184 (158)	250 (215)
800	103 (89)	167 (144)	213 (183)	128 (110)	205 (177)	278 (239)
900	113 (97)	184 (158)	253 (218)	141 (121)	226 (195)	306 (263)
1000	124 (107)	201 (173)	275 (237)	155 (133)	247 (213)	333 (287)
Криволинейные поверхности диаметром более 1020 мм и плоские	Нормы поверхностной плотности теплового потока, Вт/м^2 [кКал /(м^2 · ч)]					
	35 (30)	54 (46)	70 (60)	44 (38)	71 (61)	88 (76)

Приложение АС.В
(рекомендуемое)
Нормы тепловых потерь (плотности теплового потока) водяными теплопроводами, спроектированными с 1998 г.

Таблица АС.В.1 – Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность трубопроводов двухтрубных водяных тепловых сетей при прокладке в непроходных каналах и подземной бесканальной прокладке, Вт/м [кКал /(м · ч)]

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 и менее						При числе часов работы в год более 5000					
	Трубопровод											
	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный
	Среднегодовая температура теплоносителя, °С											
	65	50	90	50	110	50	65	50	90	50	110	50
25	15 (13)	10 (9)	22 (19)	10 (9)	26 (22)	9 (8)	14 (12)	9 (8)	20 (17)	9 (8)	24 (21)	8 (7)
30	16 (14)	11 (9)	23 (20)	11 (9)	28 (24)	10 (9)	15 (13)	10 (9)	20 (17)	10 (9)	26 (22)	9 (8)
40	18 (16)	12 (10)	25 (22)	12 (10)	31 (27)	11 (9)	16 (14)	11 (9)	22 (19)	11 (9)	27 (23)	10 (9)
50	19 (16)	13 (11)	28 (24)	13 (11)	34 (29)	12 (10)	17 (15)	12 (10)	24 (21)	12 (10)	30 (26)	11 (9)
65	23 (20)	16 (14)	32 (28)	14 (12)	40 (34)	13 (11)	20 (17)	13 (11)	29 (25)	13 (11)	34 (29)	12 (10)
80	25 (22)	17 (15)	35 (30)	15 (13)	43 (37)	14 (12)	21 (18)	14 (12)	31 (27)	14 (12)	37 (32)	13 (11)
100	28 (24)	19 (16)	39 (34)	16 (14)	48 (41)	16 (14)	24 (21)	16 (14)	35 (30)	15 (13)	41 (35)	14 (12)
125	29 (25)	20 (17)	42 (36)	17 (15)	52 (45)	17 (15)	26 (22)	18 (16)	38 (33)	16 (14)	43 (37)	15 (13)
150	32 (28)	22 (19)	46 (40)	19 (16)	55 (47)	18 (16)	27 (23)	19 (16)	42 (36)	17 (15)	47 (41)	16 (14)
200	41 (35)	26 (22)	55 (47)	22 (19)	71 (61)	20 (17)	33 (28)	23 (20)	49 (42)	19 (16)	58 (50)	18 (16)
250	46 (40)	30 (26)	65 (56)	25 (22)	79 (68)	21 (18)	38 (33)	26 (22)	54 (47)	21 (18)	66 (57)	20 (17)
300	53 (46)	34 (29)	74 (64)	27 (23)	88 (76)	24 (21)	43 (37)	28 (24)	60 (52)	24 (21)	71 (61)	21 (18)
350	58 (50)	37 (32)	79 (68)	29 (25)	98 (84)	25 (22)	46 (40)	31 (27)	64 (55)	26 (22)	80 (69)	22 (19)
400	65 (56)	40 (34)	87 (75)	32 (28)	105 (91)	26 (22)	50 (43)	33 (28)	70 (60)	28 (24)	86 (74)	24 (21)
450	70 (60)	42 (36)	95 (82)	33 (28)	115 (99)	27 (23)	54 (47)	36 (31)	79 (68)	31 (27)	91 (78)	25 (22)
500	75 (65)	46 (40)	107 (92)	36 (31)	130 (112)	28 (24)	58 (50)	37 (32)	84 (72)	32 (28)	100 (86)	27 (23)
600	83 (72)	49 (42)	119 (103)	38 (33)	145 (125)	30 (26)	67 (58)	42 (36)	93 (80)	35 (30)	112 (97)	31 (27)
700	91 (78)	54 (47)	139 (120)	41 (35)	157 (135)	33 (28)	76 (66)	47 (41)	107 (92)	37 (32)	128 (110)	31 (27)
800	106 (91)	61 (53)	150 (129)	45 (39)	181 (156)	36 (31)	85 (73)	51 (44)	119 (103)	38 (33)	139 (120)	34 (29)
900	117 (101)	64 (55)	162 (140)	48 (41)	199 (172)	37 (32)	90 (78)	56 (48)	128 (110)	43 (37)	150 (129)	37 (32)
1000	129	66 (57)	169 (146)	51 (44)	212 (183)	42 (36)	100 (86)	60 (52)	140 (121)	46 (40)	163 (141)	40 (34)

	(111)											
1200	157 (135)	73 (63)	218 (188)	55 (47)	255 (220)	46 (40)	114 (98)	67 (58)	158 (136)	53 (46)	190 (164)	44 (38)
1400	173 (149)	77 (66)	241 (208)	59 (51)	274 (236)	49 (42)	130 (112)	70 (60)	179 (154)	58 (50)	224 (193)	48 (41)

Таблица АС.В.2 – Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхностьтрубопроводов на открытом воздухе, Вт/м [кКал /(м · ч)]

Условный проход трубопровода, мм	Пои числе часов работы в год 5000 и менее				При числе часов работы в год более 5000	
	Трубопровод					
	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный
	Среднегодовая температура теплоносителя, °С					
	50	100	150	50	100	150
15	9 (8)	18 (16)	28 (24)	8 (7)	16 (14)	24 (21)
20	11 (9)	21 (18)	31 (27)	9 (8)	18 (16)	28 (24)
25	12 (10)	23 (20)	34 (29)	11 (9)	20 (17)	30 (26)
40	15 (13)	27 (23)	40 (34)	12 (10)	24 (21)	36 (31)
50	16 (14)	30 (26)	44 (38)	14 (12)	25 (22)	38 (33)
65	19 (16)	34 (29)	50 (43)	15 (13)	29 (25)	44 (38)
80	21 (18)	37 (32)	54 (47)	17 (15)	32 (28)	47 (41)
100	23 (20)	41 (35)	60 (52)	19 (16)	35 (30)	52 (45)
125	26 (22)	46 (40)	66 (57)	22 (19)	40 (34)	57 (49)
150	29 (25)	52 (45)	73 (63)	24 (21)	44 (38)	62 (53)
200	36 (31)	63 (54)	89 (77)	30 (26)	53 (46)	75 (65)
250	42 (36)	72 (62)	103 (89)	35 (30)	61 (53)	86 (74)
300	48 (41)	83 (72)	115 (99)	40 (34)	68 (59)	96 (83)
350	54 (47)	92 (79)	127 (109)	45 (39)	75 (65)	106 (91)
400	60 (52)	100 (86)	139 (120)	49 (42)	83 (72)	115 (99)
450	66 (57)	108 (93)	149 (128)	53 (46)	88 (76)	123 (106)
500	72 (62)	117 (101)	162 (140)	58 (50)	96 (83)	135 (116)
600	82 (71)	135 (116)	185 (159)	66 (57)	110 (95)	152 (131)
700	94 (81)	151 (130)	205 (177)	75 (65)	122 (105)	169 (146)
800	105 (91)	168 (145)	228 (197)	83 (72)	135 (116)	172 (148)
900	116 (100)	185 (159)	251 (216)	92 (79)	149 (128)	205 (177)
1000	127 (109)	203 (175)	273 (235)	101 (87)	163 (141)	223 (192)

Приложение АС.Г
(справочное)
Поправки к нормируемым тепловым потерям тепловых сетей через теплоизоляционные конструкции

Тип прокладки	Соотношение подземной и надземной прокладок по материальной характеристике	Значение среднегодовой поправки ΔK к значениям эксплуатационных тепловых потерь и предельное значение поправочного коэффициента $K+\Delta K$ при различных соотношениях среднечасовых эксплуатационных тепловых потерь и тепловых потерь, определенных по нормам														Предельное значение поправочного коэффициента $K+\Delta K$
		От 0,6 до 0,8 вкл.		Св. 0,8 до 0,9 вкл.		Св. 0,9 до 1,0 вкл.		Св. 1,0 до 1,1 вкл.		Св. 1,1 до 1,2 вкл.		Св. 1,2 до 1,3 вкл.		Св. 1,3 до 1,4 вкл.		
		ΔK	$K+\Delta K$	ΔK	$K+\Delta K$	ΔK	$K+\Delta K$	ΔK	$K+\Delta K$	ΔK	$K+\Delta K$	ΔK	$K+\Delta K$	ΔK	$K+\Delta K$	
Подземная	0,9	0,08	1,00	0,06	1,10	0,04	1,10	0,02	1,15	0,01	1,20	-	-	-	-	1,20
Надземная	0,1	-	-	0,16	1,30	0,14	1,40	0,12	1,50	0,11	1,60	0,10	1,70	0,08	1,70	1,70
Подземная	0,8	0,10	1,00	0,07	1,10	0,05	1,20	0,03	1,20	0,02	1,25	0,01	1,30	-	-	1,30
Надземная	0,2	-	-	0,15	1,30	0,13	1,30	0,12	1,40	0,10	1,50	0,10	1,60	0,07	1,70	1,70
Подземная	0,6	0,12	1,00	0,10	1,10	0,08	1,20	0,05	1,25	0,03	1,30	0,02	1,35	-	-	1,35
Надземная	0,4	-	-	0,12	1,20	0,11	1,30	0,10	1,40	0,08	1,40	0,05	1,50	0,04	1,60	1,60
Подземная	0,4	0,14	1,10	0,12	1,20	0,10	1,30	0,08	1,30	0,06	1,35	0,04	1,40	-	-	1,40
Надземная	0,6	-	-	0,10	1,15	0,08	1,20	0,06	1,30	0,05	1,30	0,03	1,40	0,02	1,50	1,50
Подземная	0,3	0,15	1,10	0,13	1,20	0,11	1,30	0,09	1,30	0,08	1,40	0,05	1,40	0,04	1,40	1,40
Надземная	0,7	-	-	0,09	1,15	0,07	1,20	0,05	1,30	0,03	1,30	0,02	1,40	0,01	1,40	1,40
Подземная	0,2	0,16	1,20	0,14	1,20	0,12	1,40	0,11	1,40	0,09	1,40	0,06	1,40	0,05	1,40	1,40
Надземная	0,8	-	-	0,08	1,15	0,05	1,20	0,03	1,30	0,02	1,30	0,01	1,40	0,01	1,40	1,40

Приложение АС.Д
(справочное)
Формулы для определения часовых удельных тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловых сетей на основании расчета

АС.Д.1 Расчет для подземной канальной прокладки

АС.Д.1.1 Термическое сопротивление изоляции $R_{из}$ [(м ·°С)/Вт] определяют по формуле:

$$R_{из} = \frac{\ln(1+2\delta/d)}{2\pi\lambda_{из}}, \qquad (АС.45)$$

где d - наружный диаметр трубопровода, м;

δ - толщина изоляции трубопровода, м;

$\lambda_{из}$ - коэффициент теплопроводности изоляции, Вт/(м ·°С) (табл. АС.Д.1); значения поправок к коэффициентам теплопроводности приведены в табл. П5.2.

Рассчитывается для подающего ($R^{п}_{из}$) и обратного ($R^{о}_{из}$) трубопроводов с подстановкой соответствующих значений d, δ, $\lambda_{из}$.

АС.Д.1.2 Термическое сопротивление теплоотдаче от поверхности изолированного трубопровода в воздушное пространство канала $R_{возд}$ [(м ·°С)/Вт] определяют по формуле:

$$R_{возд} = \frac{1}{\pi\alpha(d+2\delta)}, \qquad (АС.46)$$

где α - коэффициент теплоотдачи от изоляции трубопровода к воздуху канала; принимается согласно указаниям действующих Строительных норм и правил по тепловой изоляции оборудования и трубопроводов равным 8 Вт/(м^2 ·°С).

Рассчитывается для подающего ($R^{п}_{возд}$) и обратного ($R^{о}_{возд}$) трубопроводов с подстановкой соответствующих значений d и δ.

АС.Д.1.3 Термическое сопротивление теплоотдаче от воздуха в канале к грунту $R^{кан}_{возд}$ [(м ·°С)/Вт] определяют по формуле:

$$R^{кан}_{возд} = \frac{1}{\pi\alpha_{в}d_{экв}}, \qquad (АС.47)$$

где $\alpha_{в}$ - коэффициент теплоотдачи от воздуха в канале к грунту; принимается согласно указаниям действующих Строительных норм и правил по тепловой изоляции оборудования и трубопроводов равным 8 Вт/(м ·°С);

$d_{экв}$ - эквивалентный диаметр сечения канала в свету (м); определяют по формуле:

$$d_{экв} = 2\ b\ h/(b+h), \qquad (АС.48)$$

где b – ширина канала, м;

h – высота канала, м.

АС.Д.1.4 Термическое сопротивление массива грунта $R_{гр}$ [(м·°С)/Вт] определяют по формуле:

$$R_{гр} = \frac{\ln[3,5(H/h)(h/b)^{0.25}]}{\lambda_{гр}(5,7+0,5b/h)}, \qquad (АС.49)$$

где H - глубина заложения, до оси трубопроводов, м;

$\lambda_{гр}$ - коэффициент теплопроводности грунта, Вт/(м ·°С) (таблица АС.Д.3).

АС.Д.1.5 Температура воздуха в канале $t_{кан}$ (°С) определяют по формуле:

$$t_{кан} = \frac{[t_{п}^{ср.г}/(R_{из}^{п}+R_{возд}^{п})]+[t_{о}^{ср.г}/(R_{из}^{о}+R_{возд}^{о})]+[t_{гр}^{ср.г}/(R_{возд}^{кан}+R_{гр})]}{[1/(R_{из}^{п}+R_{возд}^{п})]+[1/(R_{из}^{о}+R_{возд}^{о})]+[1/(R_{возд}^{кан}+R_{гр})]}, \qquad (АС.\ 50)$$

где $t_{п}^{ср.г}$ - среднегодовая температура теплоносителя в подающем трубопроводе, °С;

$t_{о}^{ср.г}$ – среднегодовая температура теплоносителя в обратном трубопроводе, °С;

$t_{гр}^{ср.г}$ - среднегодовая температура грунта, °С.

АС.Д.1.6 Среднегодовые часовые удельные тепловые потери $q_{р}$ (Вт/м) определяют по формуле:

$$q_{р} = (t_{кан} - t_{гр}^{ср.г})/(R_{возд}^{кан} + R_{гр}). \qquad (АС.\ 51)$$

АС.Д.2 Расчет для подземной бесканальной прокладки

АС.Д.2.1 Термическое сопротивление изоляции рассчитывается по формуле (АС.45). При определении коэффициента теплопроводности изоляции следует учитывать коэффициент увлажнения согласно действующим Строительным нормам и правилам по тепловой изоляции оборудования и трубопроводов.

АС.Д.2.2 Термическое сопротивление массива грунта Rгр [(м ·°С)/Вт] определяют по формуле:

$$R_{гр} = \frac{\ln[4H/(d+2\delta)]}{2\pi\lambda_{гр}}, \qquad (АС.\ 52)$$

где H - глубина заложения до оси трубопроводов, м.

АС.Д.2.3 Термическое сопротивление, учитывающее взаимное влияние подающего и обратного трубопроводов $R_{п,о}$ [(м ·°С)/Вт] определяют по формуле:

$$R_{п,о} = \frac{\ln\sqrt{1+(2H/s)^2}}{2\pi\lambda_{гр}}, \qquad (АС.53)$$

где s - расстояние между осями трубопроводов, м.

АС.Д.2.4 Среднегодовые часовые удельные тепловые потери подающего qп и обратного $q_{о}$ трубопроводов (Вт/м) определяют по формулам:

$$q_{п} = \frac{(t_{п}^{ср.г}-t_{гр}^{ср.г})(R_{из}^{о}+R_{гр}^{о})-(t_{о}^{ср.г}-t_{гр}^{ср.г})R_{п,о}}{(R_{из}^{п}+R_{гр}^{п})(R_{из}^{о}+R_{гр}^{о})-R_{п,о}^{2}}; \qquad (АС.\ 54)$$

$$q_{о} = \frac{(t_{о}^{ср.г}-t_{гр}^{ср.г})(R_{из}^{п}+R_{гр}^{п})-(t_{п}^{ср.г}-t_{гр}^{ср.г})R_{п,о}}{(R_{из}^{п}+R_{гр}^{п})(R_{из}^{о}+R_{гр}^{о})-R_{п,о}^{2}}. \qquad (АС.55)$$

АС.Д.2.5 Среднегодовые часовые удельные тепловые потери qp (Вт/м) определяют по формуле:

$$q_{\text{р}} = q_{\text{п}} + q_{\text{о}}. \qquad \text{(АС.56)}$$

АС.Д.3 Расчет для надземной прокладки

АС.Д.3.1 Среднегодовые часовые удельные тепловые потери любого трубопровода q (Вт/м) определяют по формуле:

$$q = \frac{\pi(t^{\text{ср.г}} - t^{\text{ср.г}}_{\text{возд}})}{\frac{\ln[(d+2\delta)/d]}{2\lambda_{\text{из}}} + \frac{1}{\alpha_{\text{из}}(d+2\delta)}}, \qquad \text{(АС.57)}$$

где $t^{\text{ср.г}}_{\text{возд}}$ - среднегодовая температура наружного воздуха;

$\alpha_{\text{из}}$ – коэффициент теплоотдачи от поверхности изоляции к окружающему воздуху; может приниматься от 6 Вт/(м^2 ·°С) при малых значениях скорости ветра и коэффициента излучения покровного слоя изоляции до 29 Вт/(м^2 ·°С) при высоких значениях этих показателей согласно действующим Строительным нормам и правилам по тепловой изоляции оборудования и трубопроводов.

Рассчитываются для подающего ($q_{\text{п}}$) и обратного ($q_{\text{о}}$) трубопроводов с подстановкой соответствующих значений $t^{\text{ср.г}}$, d, δ и $\lambda_{\text{из}}$.

Таблица АС.Д.1 – Коэффициенты теплопроводности теплоизоляционных материалов

Теплоизоляционный материал	Коэффициент теплопроводности $\lambda_{\text{из}} = \lambda + kt_{\text{т}}$*, Вт/(м ·°С)
1. Асбестовый матрац, заполненный совелитом	$0{,}087+0{,}00012t_{\text{т}}$
2. Асбестовый матрац, заполненный стекловолокном	$0{,}058+0{,}00023t_{\text{т}}$
3. Асботкань в несколько слоев	$0{,}13+0{,}00026t_{\text{т}}$
4. Асбестовый шнур	$0{,}12+0{,}00031t_{\text{т}}$
5. Асбестовый шнур (ШАОН)	$0{,}13+0{,}00026t_{\text{т}}$
6. Асбопухшнур (ШАП)	$0{,}093+0{,}0002t_{\text{т}}$
7. Асбовермикулитовые изделия марки 250	$0{,}081+0{,}0002t_{\text{т}}$
8. Асбовермикулитовые изделия марки 300	$0{,}087+0{,}00023t_{\text{т}}$
9. Битумоперлит	$0{,}12+0{,}00023t_{\text{т}}$
10. Битумокерамзит	$0{,}13+0{,}00023t_{\text{т}}$
11. Битумовермикулит	$0{,}13+0{,}00023t_{\text{т}}$
12. Вулканитовые плиты марки 300	$0{,}074+0{,}00015t_{\text{т}}$
13. Диатомовые изделия марки 500	$0{,}116+0{,}00023t_{\text{т}}$
14. Диатомовые изделия марки 600	$0{,}14+0{,}00023t_{\text{т}}$
15. Известково-кремнеземистые изделия марки 200	$0{,}069+0{,}00015t_{\text{т}}$
16. Маты минераловатные прошивные марки 100	$0{,}045+0{,}0002t_{\text{т}}$
17. Маты минераловатные прошивные марки 125	$0{,}049+0{,}0002t_{\text{т}}$
18. Маты и плиты из минеральной ваты марки 75	$0{,}043+0{,}00022t_{\text{т}}$
19. Маты и полосы из непрерывного стекловолокна	$0{,}04+0{,}00026t_{\text{т}}$
20. Маты и плиты стекловатные марки 50	$0{,}042+0{,}00028t_{\text{т}}$
21. Пенобетонные изделия	$0{,}11+0{,}0003t_{\text{т}}$
22. Пенопласт ФРП-1 и резопен группы 100	$0{,}043+0{,}00019t_{\text{т}}$
23. Пенополимербетон	0,07
24. Пенополиуретан	0,05
25. Перлитоцементные изделия марки 300	$0{,}076+0{,}000185t_{\text{т}}$

Теплоизоляционный материал	Коэффициент теплопроводности $\lambda_{из} = \lambda + kt_т$*, Вт/(м ·°С)
26. Перлитоцементные изделия марки 350	0,081+0,000185$t_т$
27. Плиты минераловатные полужесткие марки 100	0,044+0,00021$t_т$
28. Плиты минераловатные полужесткие марки 125	0,047+0,000185$t_т$
29. Плиты и цилиндры минераловатные марки 250	0,056+0,000185$t_т$
30. Плиты стекловатные полужесткие марки 75	0,044+0,00023$t_т$
31. Полуцилиндры и цилиндры минераловатные марки 150	0,049+0,0002$t_т$
32. Полуцилиндры и цилиндры минераловатные марки 200	0,052+0,000185$t_т$
33. Совелитовые изделия марки 350	0,076+0,000185$t_т$
34. Совелитовые изделия марки 400	0,078+0,000185$t_т$
35. Скорлупы минераловатные оштукатуренные	0,069+0,00019$t_т$
36. Фенольный пенопласт ФЛ монолит	0,05
37. Шнур минераловатный марки 200	0,056+0,000185$t_т$
38. Шнур минераловатный марки 250	0,058+0,000185$t_т$
39. Шнур минераловатный марки 300	0,061+0,000185$t_т$
Примечание – * Средняя температура теплоизоляционного слоя $t_т$, °С, определяемая по формуле: $t_т = \frac{t+40}{2}$, где t – температура теплоносителя.	

Таблица АС.Д.2 – Значения поправок K_λ к коэффициентам теплопроводности теплоизоляционных материалов в зависимости от технического состояния

Техническое состояние теплоизоляционной конструкции, условия эксплуатации	Поправочный коэффициент K_λ
1. Незначительное разрушение покровного и основного слоев изоляционной конструкции	1,3-1,5
2. Уплотнение изоляции сверху трубопровода и обвисание снизу	1,6-1,8
3. Частичное разрушение теплоизоляционной конструкции, уплотнение основного слоя изоляции на 30-50 %	1,7-2,1
4. Уплотнение основного слоя изоляции на 75 %	3,5
5. Периодическое затопление канала грунтовыми водами или смежными коммуникациями	3,0-5,0
6. Незначительное увлажнение изоляции (10-15 %)	1,4-1,6
7. Увлажнение изоляции на 20-30 %	1,9-2,6
8. Сильное увлажнение изоляции (40-60 %)	3,0-4,5

Таблица АС.Д.3 – Коэффициенты теплопроводности грунтов в зависимости от степени увлажнения

Вид грунта	Коэффициент теплопроводности грунта $\lambda_{гр}$, Вт/(м ·°С)		
	сухого	влажного	водонасыщенного
1. Песок, супесь	1,10	1,92	2,44
2. Глина, суглинок	1,74	2,56	2,67
3. Гравий, щебень	2,03	2,73	3,37

Приложение АС.Е
(рекомендуемое)
Формы представления исходных данных и расчета тепловых потерь

Таблица АС.Е.1 – Материальная характеристика водяной тепловой сети

Участок тепловой сети	Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	Наружный диаметр трубопровода на участке $d_н$, м	Длина трубопровода на участке L, м	Материальная характеристика участка M, м^2	Доля M по типу прокладки или конструкции изоляции от M всей сети
Источник тепловой энергии (эксплуатационный район)						
	Подземная прокладка (подающий и обратный трубопроводы)					
	Надземная прокладка:					
	подающий трубопровод					
	обратный трубопровод					

Таблица АС.е.2 – Среднемесячные и среднегодовые значения температуры окружающей среды и сетевой воды

Месяц	Значение температуры, усредненное за 5 лет, °С		Значение температуры сетевой воды (по температурному графику), °С, в трубопроводе	
	грунта на средней глубине заложения $t_{гр}$	наружного воздуха $t_в$	подающем $t_п$	обратном $t_о$
Январь				
…				
Декабрь				
Среднегодовое значение температуры, °С				

Таблица АС.Е.3 – Расчет часовых среднегодовых тепловых потерь через тепловую изоляцию

Участок тепловой сети	Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции	Наружный диаметр трубопровода на участке $d_н$, м	Длина трубопровода на участке L, м	Удельные тепловые потери при среднегодовых условиях по нормам $q_н^{ср.г}$ $q_н^{ср.г}$ Вт/м [кКал /(м · ч)]	Поправочный коэффициент к удельным тепловым потерям K	Часовые среднегодовые тепловые потери на участке $Q_н^{ср.г}$ Вт (кКал /ч)
	Подземная прокладка (подающий и обратный трубопроводы)					
	Надземная прокладка:					
	подающий трубопровод					
	обратный трубопровод					

Таблица АС.Е.4 – Расчет месячных и годовых тепловых потерь

Месяц	Среднемесячные часовые тепловые потери всей сети $Q_{ср.м}$, МВт (Гкал/ч)			Продолжительность работы сети в данном месяце n, ч	Месячные тепловые потери всей сети по видам прокладки, ГДж (Гкал)			Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды, ГДж (Гкал)	Месячные суммарные тепловые потери всей сети, ГДж (Гкал)	Отпуск тепла, ГДж (Гкал)	Отношение тепловых потерь к отпуску тепла, %
	Подземная прокладка	Надземная прокладка трубопровода			Подземная прокладка	Надземная прокладка трубопровода					
		подающего	обратного			подающего	обратного				
Январь											
…											
Декабрь											
Среднегодовое значение											

Приложение АТ
(рекомендуемое)
Методические рекомендации по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «удельный расход сетевой воды»

АТ.1 Общие положения

АТ.1.1 Энергетическая характеристика систем транспорта тепловой энергии по показателю «удельный среднечасовой расход сетевой воды на единицу присоединенной тепловой нагрузки потребителей» (далее «удельный расход сетевой воды») является режимной характеристикой системы теплоснабжения в целом и представляет собой зависимость среднечасового расхода сетевой воды в подающем трубопроводе системы теплоснабжения, отнесенного к единице расчетной присоединенной нагрузки потребителей с учетом тепловых потерь в тепловых сетях, от изменения температуры наружного воздуха в течение отопительного сезона.

АТ.1.2 Энергетическая характеристика разрабатывается для анализа режимов работы тепловых сетей в целях повышения уровня эксплуатации систем теплоснабжения и является (наряду с энергетическими характеристиками по другим показателям) нормативной основой, отражающей реально достижимую экономичность работы систем транспорта тепловой энергии.

АТ.1.3 Энергетическая характеристика предусматривает определение нормируемого режима системы теплоснабжения, который характеризуется суммарными расходами и усредненными температурами сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах как на выводах источника тепловой энергии (с учетом суммарного отпуска тепловой энергии), так и на границах между концевыми участками тепловой сети и группами потребителей (с учетом суммарного потребления тепловой энергии). Нормируемый режим системы теплоснабжения на выводах источника тепловой энергии изображается соответствующими графиками в зависимости от температуры наружного воздуха.

АТ.1.4 Энергетическую характеристику по показателю «удельный расход сетевой воды» рекомендуется разрабатывать после составления энергетической характеристики по показателю «тепловые потери» для того, чтобы использовать в расчетах нормируемые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции тепловых сетей.

АТ.1.5 Для каждой системы теплоснабжения проводится сопоставление за отчетный период фактических и нормируемых показателей ее работы, в то же время показатель «удельный расход сетевой воды» является индивидуальной величиной для конкретной системы теплоснабжения и не может быть использован без дополнительного анализа для сравнительной оценки уровня эксплуатации других систем теплоснабжения.

АТ.2 Исходные данные, условия и особенности определения нормируемого показателя энергетической характеристики

АТ.2.1 Основой для определения нормируемых значений удельных расходов сетевой воды является режим отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии, включающий следующие основные характеристики системы теплоснабжения:

- присоединенную тепловую нагрузку по договорам на теплоснабжение, заключаемым энергоснабжающей организацией с абонентами;
- утвержденный энергоснабжающей организацией эксплуатационный температурный график регулирования отпуска тепловой энергии

Примечание – При ограниченной мощности источника тепловой энергии температурный график рекомендуется скорректировать по согласованию с энергоснабжающей организацией;

- график изменения разности давлений в подающих и обратных трубопроводах на выводах источника тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха.

АТ.2.2 Перечень исходных данных, необходимых для составления энергетической характеристики тепловых сетей по показателю «удельный среднечасовой расход сетевой воды» приведен в приложении АТ. Там же указаны дополнительные сведения по системе теплоснабжения (раздельно по источникам тепловой энергии, тепловым сетям и системам теплопотребления), необходимые для составления энергетической характеристики.

АТ.2.3 Нормируемые значения рассматриваемой энергетической характеристики определяются при следующих соответствующих определенным точкам эксплуатационного температурного графика значениях температуры наружного воздуха:

1) $t_{н}$ = +8°С (+10°С);

2) $t_{н.и}$, соответствующей точке излома (спрямления для горячего водоснабжения) температурного графика;

3) $t_{н.с}$, соответствующей точке срезки температурного графика (при отсутствии срезки при графике 150/70°С принимается соответствующей температуре 130°С в подающем трубопроводе);

4) $t_{н.п}$ (промежуточной), соответствующей среднему значению температуры наружного воздуха между точками излома и срезки температурного графика;

Примечание – В системах теплоснабжения с открытой схемой присоединения ГВС без автоматического регулирования температуры воды на входе в системы ГВС следует принимать значение температуры наружного воздуха, соответствующее переводу водоразбора с подающей на обратную линию. Рубежом этого перевода принимается точка, при которой значение температуры воды в подающем трубопроводе минимально превышает предельное (75°С) на входе в систему ГВС, а соответствующее ему значение температуры воды в обратном трубопроводе в наименьшей степени отличается от минимально допустимого (60°С). При этом нормируемые значения режимной характеристики определяются для режимов отбора воды как из подающей, так и из обратной линии.

5) $t_{н.р}$ - расчетной для отопления.

Указанные значения температуры наружного воздуха называются характерными и в общем виде обозначаются $t_{н.х}$.

АТ.2.4 При разработке энергетической характеристики все нормируемые значения определяются при среднечасовой за неделю нагрузке горячего водоснабжения (ГВС). Коэффициент часовой неравномерности потребления горячей

воды для групп потребителей с общей максимальной нагрузкой ГВС до 1 Гкал/ч принимается равным 3,2; от 1 до 7 Гкал/ч – 2,7; от 7 до 12 Гкал/ч – 2,4; от 12 до 20 Гкал/ч – 2; более 20 Гкал/ч – 1,7. Значения удельного расхода сетевой воды на ГВС принимаются с коэффициентом 1,1, так как свод правил по проектированию тепловых пунктов нормативно предопределяет увеличение средненедельной нагрузки ГВС на 10 %.

АТ.2.5 Расчеты по определению значений эксплуатационного удельного расхода сетевой воды производятся раздельно для следующих схем присоединения систем отопления, вентиляции и ГВС по группам потребителей или совокупности потребителей в целом по системе теплоснабжения при:

- непосредственном присоединении систем отопления (вентиляции);
- независимом присоединении систем отопления (вентиляции) посредством водоводяных подогревателей, включенных по параллельной и смешанной схемам;
- автоматизированном непосредственном водоразборе на ГВС;
- неавтоматизированном непосредственном водоразборе на ГВС;
- присоединении систем ГВС посредством водоводяных подогревателей, включенных по параллельной и смешанной схемам;
- присоединении систем отопления и ГВС посредством водоводяных подогревателей, включенных по последовательной схеме (совместно).

АТ.2.6 В открытой и закрытой системах теплоснабжения нормируемый расход сетевой воды у потребителей с циркуляцией воды в системах ГВС при всех характерных значениях температуры наружного воздуха включает расход сетевой воды, необходимый для обеспечения циркуляции воды в системах ГВС. В открытой системе теплоснабжения нормируемое значение расхода сетевой воды на циркуляцию в системах ГВС потребителей определяется в зависимости от автоматизации системы ГВС и примененной схемы циркуляции, в закрытой – только в зависимости от автоматизации системы.

АТ.2.7 Определение нормируемого режима совокупности потребителей осуществляется исходя из реального состояния поверхностей нагрева водоводяных подогревателей. Оно обусловлено коэффициентом эффективности подогревателя, равным отношению фактического значения коэффициента теплопередачи водоводяного подогревателя к его теоретическому значению при тех же расходах греющей и нагреваемой воды и тех же значениях температуры воды на входе в подогреватель. Реальные или оценочные значения коэффициентов эффективности подогревателей представляются энергоснабжающей организацией. При отсутствии данных значение коэффициента эффективности μ водоводяного подогревателя принимается равным 0,6.

АТ.2.8 Значение нормируемого расхода сетевой воды у потребителей определяется на основании гидравлических расчетов тепловой сети по всей системе теплоснабжения. В целях сокращения трудозатрат при разработке энергетической характеристики допускается осуществлять гидравлические расчеты не до каждого потребителя, а до места присоединения группы потребителей (микрорайона, промышленного предприятия и т.п.) к магистральным тепловым сетям. В этом случае следует принять для расчетов ту схему присоединения потребителей на отопление, вентиляцию и ГВС, которая чаще всего (по нагрузке) используется в данной

группе потребителей. Если в группе потребителей нет явного преобладания (80 % и более по тепловой нагрузке) той или иной схемы присоединения, то такой «куст» потребителей делится на подгруппы. В наиболее сложных случаях расчеты производятся до каждого потребителя.

АТ.2.9 Гидравлические расчеты тепловой сети производятся при значениях коэффициентов эквивалентной шероховатости участков трубопроводов сети, выявленных в результате ее испытаний на гидравлические потери, проведенных в ближайшие пять лет.

АТ.2.10 Базовый гидравлический расчет производится раздельно для подающего и обратного трубопроводов тепловой сети при расчетном значении расхода сетевой воды у потребителей, имеющем место в точке излома температурного графика.

АТ.2.11 Для определения расчетных (нормируемых) значений расхода теплоносителя по подающему и обратному трубопроводам системы теплоснабжения при других характерных значениях температуры наружного воздуха, необходимых для выявления фактического теплопотребления систем отопления и вентиляции на протяжении отопительного сезона, производятся соответствующие гидравлические расчеты при значениях гидравлических сопротивлений неавтоматизированных систем теплопотребления, выявленных в процессе базового расчета, с учетом значений расхода сетевой воды на автоматизированные системы теплопотребления.

АТ.2.12 Ввиду малого значения нормируемых потерь сетевой воды в тепловой сети допускается принимать значения расхода сетевой воды, определенные в результате гидравлических расчетов по подающей и обратной линиям, одинаковыми как для совокупности потребителей, так и для источника тепловой энергии.

АТ.3 Порядок выполнения расчетов и алгоритмы определения удельного расхода сетевой воды в подающем трубопроводе системы теплоснабжения

АТ.3.1 Оценка температур сетевой воды в подающей и обратной линиях совокупности потребителей

АТ.3.1.1 Определение соотношений нагрузок ГВС и отопления у совокупности потребителей

Соотношение нагрузок ГВС и отопления (вентиляции) определяется для каждой части системы теплоснабжения, характеризуемой способом присоединения ГВС: закрытой с автоматизацией, т.е. с работающими регуляторами температуры (РТ) в системе ГВС, $a_{з.а}$; закрытой неавтоматизированной $a_{з.на}$; открытой с автоматизацией $a_{о.а}$; открытой неавтоматизированной $a_{о.на}$. В целом по системе теплоснабжения отношение средненедельной нагрузки ГВС (с коэффициентом 1,1 – см. АТ.2.4) к расчетной отопительно-вентиляционной нагрузке по договорам составляет:

$$a_{\Sigma} = a_{з.а} + a_{з.на} + a_{о.а} + a_{о.на}. \qquad (АТ.1)$$

АТ.3.1.2 Оценка гидравлической устойчивости системы теплоснабжения

Приближенная оценка гидравлической устойчивости системы теплоснабжения $Z^{оц}$ (степени стабильности расхода сетевой воды через системы отопления и

вентиляции при колебаниях водоразбора) производится по эмпирическим формулам для основных характерных значений температуры наружного воздуха:

при $t_{н.и}$ $Z^{оц} = 1,05 + 3\,(a_{з.а} + a_{з.на}) + 1,1a_{о.а} + 1,3a_{о.на}$; (АТ 2)

при $t_{н.п}$ $Z^{оц} = 1,05 + 2a_{з.а} + 3,5a_{з.на} + 0,9a_{о.а} + 1,4a_{о.на}$; (АТ.3)

при $t_{н.с}$ $Z^{оц} = 1,05 + 1,6a_{з.а} + 3,8a_{з.на} + 0,8\,(a_{о.а} + a_{о.на})$. (АТ.4)

АТ.3.1.3 Определение относительного расхода тепловой энергии на отопление при характерных значениях температуры наружного воздуха

При качественном режиме регулирования отопительно-вентиляционной нагрузки значение относительного расхода тепловой энергии на отопление определяется для каждого из характерных значений температуры наружного воздуха $q_х$ по формуле:

$$q_х = \frac{t_{вн.р} - t_{н.х}}{t_{вн.р} - t_{н.р}}, \qquad (АТ.5)$$

где $t_{вн.р}$ - расчетная (нормативная) температура воздуха внутри помещения, принимаемая для систем теплоснабжения с расчетной для отопления температурой наружного воздуха $t_{н.р} \geq$ минус 30°С равной 18°С, а при $t_{н.р} <$ минус 30°С равной 20°С.

Примечание – Подстрочные индексы величины $q_х$ принимаются идентичными индексам того характерного значения температуры наружного воздуха, при котором данный относительный расход тепловой энергии определяется

АТ.3.1.4 Оценка доли тепловых потерь в потреблении тепловой энергии

Доля тепловых потерь $P^{оц}_{т.п}$ через теплоизоляционную конструкцию трубопроводов тепловой сети в потреблении тепловой энергии при каждом характерном значении температуры наружного воздуха определяется отношением по формуле:

$$P^{оц}_{т.п} = \Sigma Q_{т.п}/Q_{\Sigma} = (Q_{т.п.подз} + Q_{т.п.надз})/Q_{\Sigma}, \qquad (АТ.6)$$

где $\Sigma Q_{т.п}$ - суммарные тепловые потери тепловых сетей в системе теплоснабжения при характерном значении температуры наружного воздуха, Гкал/ч;

Q_{Σ} - суммарный расход тепловой энергии (тепловая нагрузка) совокупностью потребителей при характерном значении температуры наружного воздуха, Гкал/ч;

$Q_{т.п.подз}$ и $Q_{т.п.надз}$ – соответственно суммарные тепловые потери тепловых сетей подземной и надземной прокладки в системе теплоснабжения при характерном значении температуры наружного воздуха, Гкал/ч.

При $t_н$ = +8°С доля тепловых потерь принимается такой же, как при $t_{н.п}$. При постоянной температуре сетевой воды в подающем трубопроводе в зоне срезки температурного графика доля тепловых потерь при $t_{н.р}$ принимается такой же, как при $t_{н.с}$.

В данной формуле следует учитывать нормируемые среднегодовые тепловые потери как тепловых сетей на балансе энергоснабжающей организации (используются данные энергетической характеристики тепловых сетей по показателю «тепловые потери»), так и тепловых сетей сторонних организаций. В случае отсутствия информации по значению тепловых потерь тепловых сетей, не состоящих на балансе энергоснабжающей организации, по данным соответствующих

испытаний допускается их определение расчетно-аналитическим методом или по нормам проектирования.

Для определения доли тепловых потерь необходимо привести среднегодовые тепловые потери к условиям, соответствующим каждому характерному значению температуры наружного воздуха по формулам:

- для подземной прокладки:

$$Q_{\text{т.п.подз}} = \frac{Q^{\text{ср.г}}_{\text{т.п.подз}} \cdot (t_{1\text{х}} + t_{2\text{х}} - 2t_{\text{гр.ср.о.с}})}{t_{1\text{ср.г}} + t_{2\text{ср.г}} - 2t_{\text{гр.ср.г}}}; \qquad \text{(АТ.7)}$$

- для надземной прокладки:

$$Q_{\text{т.п.надз}} = \frac{Q^{\text{ср.г}}_{\text{т.п.надз}} \cdot (t_{1\text{х}} + t_{2\text{х}} - 2t_{\text{н.х}})}{t_{1\text{ср.г}} + t_{2\text{ср.г}} - 2t_{\text{н.ср.г}}}, \qquad \text{(АТ.8)}$$

где $t_{1\text{ср.г}}$, $t_{2\text{ср.г}}$, $t_{\text{н.ср.г}}$ и $t_{\text{гр.ср.г}}$ – соответственно среднегодовая температура сетевой воды в подающей и обратной линиях, наружного воздуха и грунта на средней глубине заложения трубопроводов, °С;

$t_{\text{н.х}}$, $t_{1\text{х}}$ и $t_{2\text{х}}$ – характерные значения температуры наружного воздуха и соответствующие им значения температуры сетевой воды в подающей и обратной линиях, °С;

$t_{\text{гр.ср.о.с}}$ – средняя за отопительный сезон температура грунта на средней глубине заложения трубопроводов, °С;

$Q^{\text{ср.г}}_{\text{т.п.подз}}$ и $Q^{\text{ср.г}}_{\text{т.п.надз}}$ – соответственно суммарные среднегодовые часовые тепловые потери тепловых сетей подземной и надземной прокладки в системе теплоснабжения, Гкал/ч.

Значения тепловой нагрузки совокупности потребителей в системе теплоснабжения Q_{Σ} (Гкал/ч) при каждом характерном значении температуры наружного воздуха определяют по формуле:

$$Q_{\Sigma} = q_{\text{х}} \cdot \Sigma Q_{\text{р.ов}} + \Sigma Q_{\text{ГВС ср.нед}}, \qquad \text{(АТ.9)}$$

где $\Sigma Q_{\text{р.ов}}$ - суммарный расчетный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию совокупности потребителей, Гкал/ч;

$\Sigma Q_{\text{ГВС ср.нед}}$ – суммарный расчетный средненедельный расход тепловой энергии на ГВС совокупности потребителей, Гкал/ч.

АТ.3.1.5 Оценка среднего понижения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе тепловой сети за счет тепловых потерь и оценка температуры сетевой воды в подающем трубопроводе совокупности потребителей

Средние оценочные значения понижения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе (за счет тепловых потерь) $\Delta t^{\text{оц}}_{\text{т.п}}$ (°С) при основных характерных значениях температуры наружного воздуха определяют по формуле:

$$\Delta t^{\text{оц}}_{\text{т.п.}} = 0{,}7 \cdot t^{\text{р}}_{\text{ов}} \cdot P^{\text{оц}}_{\text{т.п.}} \cdot \frac{q_{\text{х}} + \alpha_{\Sigma}}{Z^{\text{оц}}}, \qquad \text{(АТ.10)}$$

где $\Delta t^{\text{р}}_{\text{ов}}$ - номинальный перепад температур сетевой воды в системе теплоснабжения для отопительно-вентиляционной нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха $t_{\text{н.р}}$ (например, при температурном графике $^{150}/_{70}$°С $\Delta t^{\text{р}}_{\text{ов}}$ = 80°С).

При постоянной мощности источника тепловой энергии в зоне срезки температурного графика понижение температуры сетевой воды в подающем трубопроводе $\Delta t_{т.п}^{оц}$ при $t_{н.р}$ принимается как среднее между аналогичными значениями $\Delta t_{т.п}^{оц}$, определенными при $t_{н.с}$ и $t_{н.п}$.

Оценочные значения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе совокупности потребителей $t_{1\Sigma}^{оц}$ (°С) при каждом характерном значении температуры наружного воздуха определяют по формуле:

$$t_{1\Sigma}^{оц} = t_{1ст} - \Delta t_{т.п}^{оц}, \qquad (АТ.11)$$

где $t_{1ст}$ - температура сетевой воды в подающем трубопроводе по эксплуатационному графику температур качественного регулирования, °С.

При характерном значении температуры наружного воздуха $t_н$ все значения температуры сетевой воды принимаются такими же, как при характерном значении температуры в точке излома графика $t_{н.и}$.

АТ.3.1.6 Оценка температуры сетевой воды в обратной линии систем отопления совокупности потребителей

Оценочная температура сетевой воды в обратном трубопроводе определяется на основе качественного графика температур с учетом понижения температуры воды в подающем трубопроводе за счет тепловых потерь. Кроме того, учитывается повышение относительного и удельного расхода сетевой воды на системы отопления и вентиляции.

При понижении температуры наружного воздуха вследствие сокращения расхода сетевой воды на автоматизированные подогреватели систем ГВС и сокращения водоразбора из подающей линии при его увеличении из обратной растет относительный расход сетевой воды на отопление и вентиляцию. Определить оценочное значение относительного расхода сетевой воды на отопление и вентиляцию $У_{ов}^{оц}$ при основных характерных значениях температуры наружного воздуха (в точке излома принимается равным 1) можно по эмпирическим формулам:

при $t_{н.п}$ $$У_{ов}^{оц} = 1 + a_{з.а} + 0,4(a_{о.а} + a_{о.на}); \qquad (АТ.12)$$

при $t_{н.с}$ $$У_{ов}^{оц} = 1 + 1,3a_{з.а} + 0,7(a_{о.а} + a_{о.на}). \qquad (АТ\ 13)$$

При $t_{н.р}$ оценочное значение относительного расхода сетевой воды на отопление и вентиляцию принимается как среднее между аналогичными значениями $У_{ов}^{оц}$, определенными при $t_{н.с}$ и $t_{н.п}$.

Коэффициент увеличения расхода сетевой воды («коэффициент выстывания») на непосредственно присоединенные системы отопления $К_{от}$ постоянен в течение всего отопительного сезона и определяется только в точке излома температурного графика по формуле:

$$К_{от} = \frac{2t_{1и} - (t_{3и} + t_{2и})}{2t_{1\Sigma}^{оц} - (t_{3и} + t_{2и})}. \qquad (АТ.14)$$

В данной формуле значения температуры воды в подающем трубопроводе тепловой сети $t_{1и}$ и воды до и после систем отопления $t_{3и}$ и $t_{2и}$ принимаются по качественному температурному графику в точке излома.

Оценочная температура сетевой воды в обратной линии систем отопления совокупности потребителей $t_{2ов}^{оц}$ (°С) определяется при характерных значениях температуры наружного воздуха по формуле:

$$t_{2ов}^{оц} = t_{1\Sigma}^{оц} - \frac{2(t_{1\Sigma}^{оц} - t_{н.х})(t_{1к} - t_{2к})}{(t_{3к} + t_{2к} - 2t_{н.х}) \cdot K_{от} Y_{ов}^{оц} + 2t_{1к} - (t_{3к} + t_{2к})}, \qquad (АТ.15)$$

где $t_{1к}$, $t_{2к}$ и $t_{3к}$ - соответственно температура сетевой воды в подающем, обратном трубопроводах тепловой сети и в подающей линии систем отопления по графику качественного регулирования, °С.

АТ.3.2 Определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды по видам тепловых нагрузок

АТ.3.2.1 Определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на отопление и вентиляцию при их непосредственном присоединении

Эксплуатационный удельный расход сетевой воды на отопление (вентиляцию) $g_{ов}^{неп}$ (м^3/Гкал) зависит от тепловых потерь в подающем трубопроводе тепловой сети и поэтому выше номинального, определяемого по расчетному перепаду температур $\Delta t_{ов}^{р}$ в системе теплоснабжения. Номинальный удельный расход сетевой воды на отопление (вентиляцию) $g_{ов}^{ном}$ (величина, обратная $\Delta t_{ов}^{р}$, с коэффициентом 10^3), к примеру, при эксплуатационном температурном графике качественного регулирования $^{150}/_{70}$°С составляет 12,5 м^3/Гкал; при графике $^{130}/_{70}$°С – 16,7 м^3/Гкал. Эксплуатационный удельный расход сетевой воды на отопление (вентиляцию) определяют по формуле:

$$g_{ов}^{неп} = K_{от}\ g_{ов}^{ном} \qquad (АТ.16)$$

Эксплуатационный удельный расход сетевой воды на отопление групп потребителей с неавтоматизированным непосредственным водоразбором на ГВС учитывает также расход воды на циркуляцию (при ее наличии). В этом случае эксплуатационный удельный расход сетевой воды на отопление (вентиляцию) при наличии циркуляции воды в системах ГВС $g_{ов.ц}^{неп}$ (м^3/Гкал) определяют по формуле:

$$g_{ов.ц}^{неп} = g_{ов}^{неп} \cdot (1 + 0{,}7a_{о.на}). \qquad (АТ.17)$$

АТ.3.2.2 Определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на ГВС при непосредственном водоразборе (открытая схема ГВС)

Эксплуатационный удельный расход сетевой воды на ГВС в автоматизированных системах с непосредственным водоразбором $g_{вр.а}^{р}$ (м^3/Гкал) независимо от наличия циркуляции воды в них определяется в точке излома температурного графика по формуле:

$$g_{вр.а}^{р} = 1{,}1 \cdot \frac{10^3}{(t_{1\Sigma}^{оц} - 10 - t_{хол.в})}, \qquad (АТ.18)$$

где $t_{хол.в}$ - температура холодной водопроводной воды в отопительном сезоне; при отсутствии данных принимается равной 5°С.

Эксплуатационный удельный расход сетевой воды на ГВС в неавтоматизированных системах с непосредственным водоразбором определяется при характерных значениях температуры наружного воздуха для подающей $g_{вр.на.п}$ или об-

ратной $g_{\text{вр.на.о}}$ линии в зависимости от температуры сетевой воды в подающей линии (м^3/Гкал). При температуре воды в подающем трубопроводе, превышающей максимально допустимую (75°С), водоразбор переводится на обратную линию.

При характерных значениях температуры $t_{\text{н.и}}$ ($t_{\text{н}}$) и $t_{\text{н.п}}$ эксплуатационный удельный расход сетевой воды на ГВС в неавтоматизированных системах с непосредственным водоразбором из подающего трубопровода $g_{\text{вр.на.п}}$ (м^3/Гкал) определяют по формуле:

$$g_{\text{вр.на.п}} = 1{,}1 \cdot \frac{10^3}{(t_{1\Sigma}^{\text{оц}} - 5 - t_{\text{хол.в}})}. \qquad \text{(АТ.19)}$$

При характерных значениях температуры $t_{\text{н.с}}$ и $t_{\text{н.р}}$ эксплуатационный удельный расход сетевой воды на ГВС в неавтоматизированных системах с непосредственным водоразбором из обратного трубопровода $g_{\text{вр.на.о}}$ (м^3/Гкал) определяют по формуле:

$$g_{\text{вр.на.о}} = 1{,}1 \cdot \frac{10^3}{(t_{2\text{ов}}^{\text{оц}} - 5 - t_{\text{хол.в}})}. \qquad \text{(АТ.20)}$$

АТ.3.2.3 Определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на отопление при независимом присоединении систем отопления (вентиляции)

Расчет эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на подогреватели независимо присоединенных систем отопления (вентиляции) выполняется в точке излома температурного графика.

Ввиду сложности расчета эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на подогреватели независимо присоединенных систем отопления $g_{\text{р.ов.нез}}$ (м^3/Гкал) без соответствующего программного обеспечения допустимо использовать таблицу для оценки удельного расхода сетевой воды при независимой схеме присоединения систем отопления (вентиляции), приведенную в приложении АТ.Б, где указаны реальные значения $g_{\text{р.ов.нез}}$, рассчитанные для различных условий. По этой таблице можно методом интерполяции между ближайшими к фактическим значениями с достаточной степенью точности определить значение удельного расхода сетевой воды на отопление при независимом присоединении систем отопления.

АТ.3.2.4 Определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на ГВС при присоединении систем ГВС посредством водоводяных подогревателей, включенных по параллельной схеме

Для подогревателей ГВС, не оснащенных регуляторами температуры (РТ), расчет удельного расхода сетевой воды на ГВС производится только в условиях точки излома температурного графика, а для автоматизированных подогревателей (с РТ) – при условиях, соответствующих характерным значениям температуры наружного воздуха $t_{\text{н.и}}$, $t_{\text{н.с}}$, $t_{\text{н.п}}$ и $t_{\text{н.р}}$. Из-за трудоемкости расчетов предлагается использовать таблицу для оценки удельного расхода сетевой воды при закрытой схеме присоединения систем ГВС с параллельно включенными подогревателями, приведенную в приложении АТ.В, для определения значений эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на ГВС при присоединении систем ГВС посредством водоводяных подогревателей, включенных по параллельной схеме $g_{\text{вп}}$

($м^3$/Гкал). При фактических условиях, отличающихся от приведенных в таблице, величина $g_{вп}$ оценивается методом интерполяции между ближайшими к фактическим значениями этого показателя.

АТ.3.2.5 Определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на ГВС при присоединении систем ГВС посредством водоводяных подогревателей, включенных по смешанной схеме

Так же, как и в случае параллельной схемы, при присоединении водоподогревателей ГВС, не оснащенных РТ, расчет удельного расхода сетевой воды на ГВС производится только в условиях точки излома температурного графика, а для автоматизированных подогревателей (с РТ) – при условиях, соответствующих характерным значениям температуры наружного воздуха $t_{н.и}$, $t_{н.с}$ и $t_{н.п}$.

Расчет эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на ГВС при смешанной схеме включения подогревателей и непосредственной схеме присоединения систем отопления производится с помощью ПЭВМ. Как вариант в настоящем приложении предлагаются алгоритмы расчета эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на ГВС при смешанной схеме включения подогревателей и непосредственной схеме присоединения систем отопления такого рода расчетов, составленные для программы «Mathematica 2.2», и приводятся в приложении АТ.Г. По этим алгоритмам специалисту несложно представить программы расчета и в более удобном виде электронных таблиц, в частности Excel.

При использовании многоходовых подогревателей (например, ТМПО, ТМПГ) вместо количества секций учитывается число ходов.

АТ.3.2.6 Определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на отопление и ГВС (на тепловой пункт – ТП) при последовательной схеме включения подогревателей

Эксплуатационный удельный расход сетевой воды при последовательной схеме определяется совместно на отопление и ГВС. Удельный расход сетевой воды на ТП с последовательной схемой включения подогревателей ГВС представляет собой расход сетевой воды на 1 Гкал расчетной отопительной нагрузки (g_{tdp} $м^3$/Гкал).

Эксплуатационный удельный расход сетевой воды на ТП с последовательной схемой включения подогревателей ГВС определяется только в точке излома температурного графика и является постоянным на протяжении всего отопительного сезона.

Расчет эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на ТП при последовательной схеме включения водоподогревателей производится с помощью ПЭВМ. Алгоритмы расчетов эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на ТП при последовательной схеме включения водоподогревателей, составленные для программы «Mathematica 2.2», приведены в приложении АТ Д.

АТ.4 Проведение гидравлических расчетов системы теплоснабжения

При постоянстве температуры сетевой воды в подающей линии тепловой сети в диапазоне срезки нормативного температурного графика гидравлические расчеты системы теплоснабжения производятся при трех характерных значениях температуры наружного воздуха:

- температуре наружного воздуха в точке излома (спрямления) нормативного температурного графика $t_{н.и}$;

- промежуточной температуре наружного воздуха, соответствующей точке перевода неавтоматизированного непосредственного водоразбора с одной линии на другую $t_{н.п}$; если неавтоматизированный водоразбор в системе теплоснабжения отсутствует, то гидравлический расчет производится при $q \approx 0,5$, что для условий средней полосы эквивалентно $t_{н.п}$ в пределах от минус 1 до минус 6°С;

- температуре наружного воздуха в точке срезки нормативного температурного графика $t_{н.с}$.

При постоянстве отпуска тепловой энергии в диапазоне срезки нормативного температурного графика гидравлический расчет системы теплоснабжения дополнительно производится и при расчетном значении температуры наружного воздуха для отопления $t_{н.р}$.

Гидравлический расчет системы теплоснабжения при $t_{н}$ не производится, поскольку расходы сетевой воды по подающей и обратной линиям практически совпадают с расходами, найденными при $t_{н.и}$.

При температуре наружного воздуха $t_{н.и}$ производится однолинейный гидравлический расчет системы теплоснабжения по подающей и обратной линиям тепловой сети без учета гидравлических сопротивлений потребителей. В результате определяются значения гидравлического сопротивления неавтоматизированных систем отопления и вентиляции, а также неавтоматизированных подогревательных установок ГВС при параллельной, смешанной и последовательной схемах включения.

При остальных значениях температуры наружного воздуха производятся двухлинейные гидравлические расчеты системы теплоснабжения – совместно подающей и обратной линий тепловой сети и указанных категорий потребителей с учетом найденного их гидравлического сопротивления. При двухлинейных гидравлических расчетах используются выводные гидравлические характеристики источника тепловой энергии и насосных станций (зависимости располагаемого напора на выводах от расхода сетевой воды). При однолинейном гидравлическом расчете разность напоров в подающей и обратной линиях на выводах источника тепловой энергии должна соответствовать его выводной гидравлической характеристике.

Гидравлические расчеты системы теплоснабжения производятся по распространенным программам для ПЭВМ.

Значения расхода сетевой воды по подающей линии системы теплоснабжения, найденные в результате гидравлических расчетов при характерных значениях температуры наружного воздуха, служат основой для определения нормируемого удельного расхода сетевой воды по подающей линии на передачу тепловой энергии, являющегося одной из режимных характеристик системы теплоснабжения.

Значения относительного расхода сетевой воды на системы отопления и вентиляции, определяемые в результате гидравлических расчетов системы теплоснабжения, служат основой для определения фактических значений расхода тепловой энергии на эти системы, входящего в общий отпуск ее в системе теплоснабжения.

После проведения гидравлических расчетов системы теплоснабжения при всех характерных значениях температуры наружного воздуха выписываются следующие результаты:

- расход сетевой воды по подающей линии системы теплоснабжения $G_{1\Sigma}$;
- расход сетевой воды по обратной линии системы теплоснабжения $G_{2\Sigma}$;
- расход сетевой воды на автоматизированный водоразбор из подающей линии в системе теплоснабжения $G_{\text{вр.а.п}}$;
- расход сетевой воды на неавтоматизированный водоразбор из подающей линии в системе теплоснабжения $G_{\text{вр.на.п}}$;
- относительный расход сетевой воды по системе теплоснабжения на неавтоматизированные системы отопления и вентиляции и неавтоматизированные подогревательные установки ГВС $У_{\text{ов}}$.

Относительный расход сетевой воды на указанные неавтоматизированные системы теплопотребления при $t_{\text{н.и}}$ равен единице и поэтому из гидравлического расчета не определяется. Его значение при $t_{\text{н}}$ также практически равно единице.

Значения относительного расхода сетевой воды на неавтоматизированные системы отопления и вентиляции, полученные как результат проведенных гидравлических расчетов, необходимы для определения фактического теплопотребления этих систем на протяжении отопительного сезона.

АТ.5 Определение отпуска тепловой энергии в системе теплоснабжения

При расчете энергетической характеристики предусматривается, что отпуск тепловой энергии в системе теплоснабжения обеспечивает следующие тепловые нагрузки, Гкал/ч:

- расход тепловой энергии на системы отопления и вентиляции при непосредственной и независимой схемах их присоединения $\Sigma(Q_{\text{ов}})_{\text{нсп}}$ и $\Sigma(Q_{\text{ов}})_{\text{нез}}$;
- средненедельный расход тепловой энергии на подогревательные установки ГВС, включающий в себя и расход тепловой энергии на циркуляцию воды в присоединенных системах ГВС, $\Sigma(Q_{\text{ГВС}}^{\text{ср.н}})_{\text{вп}}$ и $\Sigma(Q_{\text{ц}}^{\text{р}})_{\text{вп}}$;
- средненедельный расход тепловой энергии на непосредственный водоразбор, включающий в себя и расход тепловой энергии на циркуляцию воды в системах ГВС, $\Sigma(Q_{\text{ГВС}}^{\text{ср.н}})_{\text{вр}}$ и $\Sigma(Q_{\text{ц}}^{\text{р}})_{\text{вр}}$;
- тепловые потери трубопроводов тепловой сети через теплоизоляционную конструкцию и с потерями сетевой воды в системе теплоснабжения $Q_{\text{т.п}}$ и $Q_{\text{ПСВ}}$.

АТ.5.1 Расчет теплопотребления систем отопления (вентиляции)

Теплопотребление как непосредственно, так и независимо присоединенных неавтоматизированных систем отопления зависит от температуры наружного воздуха и относительного расхода тепловой энергии на эти системы X на протяжении отопительного сезона. Для обоих видов присоединения систем отопления учет температуры наружного воздуха осуществляется посредством величины $q_{\text{х}}$.

Относительный расход тепловой энергии X, равный отношению фактического теплопотребления систем отопления к расходу тепловой энергии, необходимому при качественном режиме ее отпуска, зависит от отклонений температуры сетевой воды перед системами отопления (вентиляции) от графика качественного

регулирования и от относительного расхода сетевой воды $У_{ов}$, поступающей к ним из тепловой сети. Величина $У_{ов}$ представляет собой средний относительный расход сетевой воды в системе теплоснабжения и характеризует отклонения расхода воды на системы отопления от номинального расчетного, соответствующего качественному режиму отпуска тепловой энергии. Значение $У_{ов}$ находится в результате гидравлического расчета системы теплоснабжения.

Фактическое теплопотребление систем отопления (вентиляции) при характерных значениях температуры наружного воздуха и относительных расходах сетевой воды, полученных в результате гидравлических расчетов, $\Sigma Q_{ф.ов}$ (Гкал/ч), находится по формуле:

$$\Sigma Q_{ф.ов} = X\, q_{х}\, \Sigma Q_{р.ов}, \qquad (АТ.21)$$

где X - относительный расход тепловой энергии.

Ввиду незначительной, как правило, доли отопительной нагрузки, подключенной по независимой схеме, относительный расход тепловой энергии на отопление определяется так же, как при непосредственной схеме его присоединения.

Определение относительного расхода тепловой энергии при непосредственном присоединении систем отопления (вентиляции) выполняется для пяти характерных значений температуры наружного воздуха.

При непосредственном присоединении систем отопления относительный расход тепловой энергии при отклонениях от качественного режима регулирования для каждой температуры наружного воздуха X находится по формуле:

$$X = \frac{2(t_{1\Sigma}^{оц} - t_{нх})}{t_{3к} + t_{2к} - 2t_{нх} + \dfrac{2t_{1к} - (t_{3к} + t_{2к})}{K_{от} У_{ов}}}, \qquad (АТ.22)$$

где $У_{ов}$ - средний по системе теплоснабжения относительный расход сетевой воды на неавтоматизированные системы отопления при данном характерном значении температуры наружного воздуха, найденный по результатам гидравлического расчета систем теплоснабжения при соответствующем значении температуры наружного воздуха.

АТ.5.2 Определение расхода тепловой энергии на системы ГВС и циркуляцию воды в них

Средненедельный расход тепловой энергии на ГВС при любых схемах его присоединения к тепловой сети не зависит от температуры наружного воздуха и принимается исходя из договорных нагрузок.

Значения расхода тепловой энергии на циркуляцию воды в системах ГВС (при ее наличии) принимаются в зависимости от вида ТП с соответствующими коэффициентами на тепловые потери $К_{т.п}$: если в системе теплоснабжения преобладают центральные тепловые пункты (ЦТП), то $К_{т.п} = 0{,}25$; если индивидуальные – $К_{т.п} = 0{,}2$.

АТ.5.3 Определение расхода тепловой энергии совокупностью потребителей

Расход тепловой энергии совокупностью потребителей в системе теплоснабжения при всех характерных значениях температуры наружного воздуха складывается из расхода тепловой энергии на отопление (вентиляцию), средненедельной

нагрузки ГВС (с коэффициентом 1,1) и расхода тепловой энергии на циркуляцию в системах ГВС.

Расход тепловой энергии совокупностью потребителей Q_{Σ}, (Гкал/ч) определяют по формуле:

$$Q_{\Sigma} = \Sigma Q_{\text{ф.ов}} + 1,1\Sigma(Q_{\text{ГВС}}^{\text{ср.н}})_{\text{вп}} + \Sigma(Q_{\text{ц}}^{\text{р}})_{\text{вп}} + 1,1\Sigma(Q_{\text{ГВС}}^{\text{ср.н}})_{\text{вр}} + \Sigma(Q_{\text{ц}}^{\text{р}})_{\text{вр}}. \quad \text{(АТ.23)}$$

АТ.5.4 Определение тепловых потерь и отпуска тепловой энергии в системе теплоснабжения

Отпуск тепловой энергии от источника в системе теплоснабжения $Q_{\text{ст}}$ складывается из теплопотребления совокупности потребителей Q_{Σ}, тепловых потерь через изоляцию трубопроводов $\Sigma Q_{\text{т.п}}$ и с потерями сетевой воды $Q_{\text{псв}}$. Отпуск тепловой энергии при каждом характерном значении температуры наружного воздуха определяют по формуле:

$$Q_{\text{ст}} = Q_{\Sigma} + \Sigma Q_{\text{т.п}} + \Sigma Q_{\text{псв}}. \quad \text{(АТ.24)}$$

Тепловые потери трубопроводами тепловой сети через теплоизоляционные конструкции $\Sigma Q_{\text{т.п}}$ (Гкал /ч) определяются согласно п. АТ.3.1.4 настоящего приложения.

Тепловые потери с потерями сетевой воды $\Sigma Q_{\text{псв}}$ (Гкал/ч) определяются для системы теплоснабжения в целом исходя из результатов разработки энергетических характеристик тепловых сетей по показателям «потери сетевой воды» и «тепловые потери». При отсутствии данных тепловые потери с потерями сетевой воды на основании анализа статистической информации оцениваются в размере 2,5 % расхода тепловой энергии Q_{Σ}.

АТ.6 Определение нормируемого удельного расхода сетевой воды в подающей линии системы теплоснабжения

Нормируемые значения удельного среднечасового расхода сетевой воды $g_{\text{ст}}^{\text{н}}$ $g_{\text{ст}}^{\text{н}}$ (м^3/Гкал) в подающей линии тепловой сети на отпуск тепловой энергии при характерных значениях температуры наружного воздуха определяются в системе теплоснабжения по формуле:

$$g_{\text{ст}}^{\text{н}} = \frac{G_{1\Sigma}\rho_1}{Q_{\text{ст}} \cdot 10^3}, \quad \text{(АТ.25)}$$

где ρ_1 - плотность сетевой воды в подающем трубопроводе тепловой сети системы теплоснабжения, кг/м^3; принимается по значениям температуры сетевой воды по эксплуатационному температурному графику.

Величина $g_{\text{ст}}^{\text{н}}$ является энергетической характеристикой системы транспорта тепловой энергии (режимной характеристикой системы теплоснабжения) по показателю «удельный расход сетевой воды».

По нормируемым значениям $g_{\text{ст}}^{\text{н}}$ при характерных значениях температуры наружного воздуха строится график. Вид графика изменения нормируемых значений удельного расхода сетевой воды в подающем трубопроводе при характерных значениях температуры наружного воздуха приведен в приложении АТ.е Так же рекомендуется строить график изменения нормируемого значения расходов сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах в зависимости от характер-

ных значений температуры наружного воздуха (график нормируемого гидравлического режима системы теплоснабжения).

Приложение АТ.А
(рекомендуемое)
Перечень исходных данных, необходимых для составления энергетической характеристики тепловых сетей по показателю «удельный среднечасовой расход сетевой воды»

АТ.А.1 По источникам тепловой энергии

АТ.А.1.1 График температур сетевой воды в подающем трубопроводе, утвержденный АО-энерго.

АТ.А.1.2 Давление в обратном коллекторе источников тепловой энергии.

АТ.А.1.3 Зависимость выводного располагаемого напора источников тепловой энергии от расхода сетевой воды (как минимум для двух точек).

АТ.А.2 По тепловой сети (раздельно по ведомственной принадлежности)

АТ.А.2.1 Схема тепловой сети от источников тепловой энергии до камер присоединения потребителей по состоянию на начало проведения работ.

АТ.А.2.2 Гидравлические характеристики всех участков тепловой сети от источников тепловой энергии до камер присоединения потребителей (групп потребителей); по каждому участку приводятся:

- длина, диаметр и толщина стенки трубопроводов;
- коэффициент местных сопротивлений;
- коэффициент эквивалентной шероховатости по результатам испытаний.

АТ.А.2.3 Пьезометрические отметки по магистральным тепловым сетям.

АТ.А.2.4 Расположение на тепловой сети ЦТП с нанесением сети отопления за ними (при непосредственном их присоединении).

АТ.А.2.5 Результаты последних испытаний магистральных тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери.

АТ.А.3 По потребителям (группам потребителей) тепловой сети

АТ.А.3.1 Геодезические отметки и высота систем отопления при высотной застройке.

АТ.А.3.2 Тепловые нагрузки:

- на отопление и вентиляцию с указанием схемы присоединения – непосредственная или независимая; для промышленных потребителей при непосредственной схеме присоединения – раздельно на отопление, вентиляцию и технологию;
- на ГВС – максимальная часовая и (или) средненедельная.

АТ.А.3.3 Схемы присоединения нагрузки ГВС:

- открытая схема – непосредственный водоразбор;
- закрытая схема – через водоподогреватели с указанием схемы их включения (параллельная, смешанная, последовательная).

АТ.А.3.4 Наличие или отсутствие РТ воды на входе в систему ГВС.

АТ.А.3.5 Наличие циркуляции в системах ГВС.

АТ.А.3.6 Характеристики водоподогревательных установок отопления и ГВС у потребителей:

- количество секций водоподогревателей отопления;

- для смешанной и последовательной схем включения подогревателей – количество секций в I и II ступенях нагрева раздельно.

АТ.А.4 По насосным станциям (раздельно по ведомственной принадлежности)

По каждой насосной станции указываются:

- месторасположение на сети (на схеме);
- назначение насосной станции;
- наличие регуляторов и тип регуляторов давления, значение давления в импульсной точке;
- зависимость располагаемого напора рабочих насосов от расхода не менее чем для двух точек (или тип, количество, мощность, число оборотов, фактические диаметры рабочих колес рабочих насосов).

АТ.А.5 По ЦТП (только на балансе ТГК -энерго)

По каждому ЦТП указываются:

- функциональное назначение каждой группы насосов (подкачивающие, циркуляционные, смешения и др.);
- количество и тип рабочих насосов в группе;
- число оборотов и фактические диаметры рабочих колес насосов в каждой группе.

Приложение АТ.Б
(рекомендуемое)
Оценки удельного расхода сетевой воды при независимой схеме присоединения систем отопления (вентиляции)

Таблица АТ.Б.1 –Оценка удельного расхода сетевой воды при независимой схеме присоединения систем отопления (вентиляции)

Коэффициент эффективности подогревателя	Расчетная температура во втором контуре за отопительным подогревателем, °С	Расчетная для отопления температура наружного воздуха, °С	Понижение температуры сетевой воды в подающем трубопроводе за счет тепловых потерь, °С	Удельный расход сетевой воды на отопление ($м^3$/Гкал) при соответствующем количестве секций подогревателя								
				2 секции	3 секции	4 секции	5 секций	6 секций	7 секций	8 секций	9 секций	10 секций
0,6	95	-20	1	27,0	19,4	16,7	15,5	14,8	14,4	14,2		
			3	31,1	21,9	18,6	17,1	16,3	15,8	15,5		
		-25	1	27,9	19,9	17,1	15,8	15,1	14,7	14,5		
			3	32,2	22,5	19,1	17,5	16,6	16,1	15,8		
		-30	1	24,1	17,6	15,3	14,3	13,7	13,4	13,2		
			3	27,5	19,7	16,9	15,7	15,0	14,6	14,4		
		-35	1	32,7	22,8	19,3	17,6	16,8	16,3	15,9		
			3	38,4	26,2	21,8	19,7	18,6	17,9	17,5		
	105	-20	1		24,3	19,6	17,4	16,1	15,4	14,9	14,6	
			3		28,2	22,4	19,6	18,0	17,1	16,5	16,1	
		-25	1		25,1	20,1	17,8	16,5	15,7	15,2	14,9	
			3		28,6	23,1	20,1	18,5	17,5	16,8	16,4	
		-30	1		21,5	17,6	15,8	14,8	14,2	13,8	13,5	
			3		24,7	19,9	17,6	16,4	15,6	15,1	14,8	
		-35	1		28,6	23,4	20,4	18,7	17,7	17,0	16,6	16,3
			3			27,4	23,5	21,3	19,9	19,1	18,5	18,1
0,8	95	-20	1	21,1	16,7	15,2	14,6	14,2	14,1			
			3	23,9	18,6	16,7	15,9	15,5	15,3			
		-25	1	21,6	17,1	15,5	14,8	14,5	14,3			
			3	24,6	19,1	17,1	16,2	15,8	15,6			
		-30	1	19,0	15,3	14,0	13,5	13,2	13,1			
			3	21,4	16,9	15,4	14,7	14,4	14,2			
		-35	1	24,9	19,3	17,3	16,4	15,9	15,7			
			3	28,8	21,8	19,3	18,1	17,5	17,2			
	105	-20	1	27,1	19,6	16,9	15,6	14,9	14,5	14,3		
			3	28,6	22,4	19,0	17,3	16,5	16,0	15,6		
		-25	1	28,0	20,1	17,3	16,0	15,2	14,8	14,6		
			3	28,6	23,1	19,5	17,8	16,8	16,3	16,0		
		-30	1	23,9	17,6	15,4	14,3	13,8	13,5	13,3		
			3	27,6	19,9	17,1	15,8	15,1	14,7	14,5		
		-35	1		23,4	19,7	18,0	17,0	16,5	16,1	15,9	
			3		27,4	22,6	20,3	19,1	18,3	17,8	17,5	

Приложение АТ.В
(рекомендуемое)
Оценка удельного расхода сетевой воды при закрытой схеме присоединения систем гвс с параллельно включенными подогревателями

Таблица АТ.В.1 – Оценки удельного расхода сетевой воды при закрытой схеме присоединения систем гвс с параллельно включенными подогревателями

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе, °С	Понижение температуры сетевой воды в падающем трубопроводе за счет тепловых потерь, °С	Удельный расход сетевой воды на ГВС с параллельной схемой включения подогревателя ($м^3$/Гкал) при соответствующем количестве секций подогревателя										
		2 секции	3 секции	4 секции	5 секций	6 секций	7 секций	8 секций	9 секций	10 секций	11 секций	12 секций
70	1	205	103	67,1	50,1	40,8	35,0	31,2	28,5	26,5	25,0	23,9
	3	250	124	79,2	58,4	46,9	39,8	35,1	31,8	29,4	27,6	26,2
80	1	106	56,4	38,9	30,6	26,0	23,2	21,3	20,0			
	3	118	62,1	42,4	33,1	27,9	24,7	22,6	21,1	20,0		
90	1	65,0	36,8	26,7	20,0	19,2	17,5	16,5	15,7	15,1	14,7	14,4
	3	70,0	39,3	28,3		20,0	18,3	17,1	16,3	15,7	15,3	14,9
100	1			20,0	17,5	15,7	14,5	13,8	13,3	12,9	12,7	12,5
	3		29,2	20,0	18,2	16,3	15,1	14,3	13,7	13,3	13,0	12,8
110	1		20,0	17,1	14,7	13,3	12,5	12,0	11,6	11,4	11,2	11,0
	3			17,8	15,2	13,7	12,9	12,3	11,9	11,6	11,4	11,3
120	1	29,5	18,5	14,6	12,7	11,7	11,0	10,6	10,4	10,2	10,0	9,9
	3	30,7	19,1	15,0	13,0	12,0	11,3	10,9	10,6	10,4	10,2	10,1
130	1		15,8	12,7	11,2	10,4	9,9	9,6	9,4	9,2	9,1	9,1
	3	20,0	16,3	13,0	11,5	10,6	10,1	9,8	9,5	9,4	9,3	9,2
140	1		13,8	11,2	10,0	9,4	9,0	8,7	8,6	8,5	8,4	
	3	20,0	14,1	11,5	10,2	9,5	9,1	8,9	8,7	8,6	8,5	8,5
150	1	18,1	12,2	10,1	9,1	8,5	8,2	8,0	7,9	7,8		
	3	18,6	12,5	10,3	9,2	8,7	8,4	8,2	8,0	7,9		

Приложение АТ.Г
(справочное)
Алгоритмы расчета удельного эксплуатационного расхода сетевой воды на ГВС при смешанной схеме включения подогревателей и непосредственной схеме присоединения систем отопления такого рода расчетов, составленные для программы «MATHEMATICA 2.2»

АТ.Г.1 Алгоритм определения эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на ГВС при смешанной схеме включения автоматизированной подогревательной установки ГВС с циркуляцией воды в системе ГВС и непосредственной схеме присоединения систем отопления в диапазоне срезки температурного графика

```
Mixed scheme with circulation, with FT, direct scheme CO.
Tn= (or<)Tnc, Ktp>0,                    gt=?
SetAtribute [{Tv, Tnp, T1p, T2p, T3p, gop, Kot, Tgp, Tx, Tc,
Tn, T1, DTtp1, y, Ktp, a, m1, m2, n1, n2}, Constant]
Tv=
Tnp=
T1p=
T2p=
T3p=
gop=
Kot=
Tgp=
Tx=
Tc=
Tn=
T1=
DTtp1=
y=
Ktp=
a=
m1=
m2=
n1=
n2=
FindRoot [{T1k= =T3k+(T1p-T3p)*q,
T2k= =T3k-(T3p-T2p)*q,
T3k= =Tv+0.5*(T3p-T2p)*q+(0.5*(T3p+t2p)-Tv)*q^0.8,
q= =(Tv-Tn)/(Tv-Tnp),
x= =(T1tp-Tn) / (0.5*(T3k + T2k) + (T1k-0.5*(T3k+T2k))/(y*Kot)-Tn),
T1tp= =T1-DTtp1,
T2o= =T1tp-x*(T1k-T2k)/(y*Kot),
```

c= =0.8*K*t*p*(0.5*(Tgp+Tc)-Tx)/(Tgp-Tc),
P1= =(1000/(0.5*(Tgp + Tc)-Tx)) * a / (y*Ko*t**gop+a*g*t*),
P2= =(1000/(0.5*(Tgp+Tc)-Tx))*(1+c)/g*t*,
A1= =0.49*m1*n1*(1-P1)/Sqr*t*[P1],
A2= =0.63*m2*n2*(1-P2)/Sqr*t*[P2],
Ts2= =T1*t*p-(T1*t*p-Tgp)*(Exp[A2]-1)*P2/(1-P2),
Th2= =Tgp-(T1*t*p-Ts2)/P2,
Th1= =Tx+(Ts1-Tx)*(Exp[A1]-1)/(Exp[A1]-P1),
Ts1= =(a*g*t**Ts2+y*Ko*t**gop*T2o)/(a*g*t*+y*Ko*t**gop),
Th2= =(Th1+Tc*c)/(1+c),
T2= =Ts1-(Th1-Tx)*P1),
{T1k, 120}, {T2k, 60}, {T3k, 80}, {q, 0.7}, {x, 1}, {T1*t*p, 115}, {T2o, 60}, {c, l}, {P1, 0.3), {P2, 2.5},
{A1, 3}, {A2, 1.5}, {Ts2, 50}, {Ts1, 50}, {Th2, 50}, {Th1, 50}, {T2, 40}, {g*t*, 15}, MaxI*tera*ions->100]
ClearA*tribu*e [{Tv, Tnp, T1p, T2p, T3p, gop, Ko*t*, Tgp, Tx, Tc, Tn, T1, DT*t*p1, y, K*t*p, a, m1, m2, n1, n2}]

АТ.Г.2 Алгоритм определения эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на ГВС при смешанной схеме включения подогревателей с РТ и без РТ, с циркуляцией воды и при ее отсутствии и непосредственной схеме присоединения систем отопления в диапазоне спрямления температурного графика

Mixed scheme
wi*t*h (wi*t*hou*t*) circula*t*ion, wi*t*h (wi*t*hou*t*) PT, direc*t* scheme CO.
Tn=(or>)Tnu, g*t*=?
Se*t*A*t*ribu*t*e [{Tv, Tnp, T1p, T2p, T3p, gop, Ko*t*, Tgp,
Tx, Tc, Tn, T1, DT*t*p1, y, K*t*p, a, m1, m2, n1, n2}, Cons*t*an*t*]
Tv=
Tnp=
T1p=
T2p=
T3p=
gop=
Ko*t*=
Tgp=
Tx=
Tc=
Tn=
T1=
DT*t*p1=
y=
K*t*p=
a=
m1=
m2=

```
n1=
n2=
FindRoot [{T1k= =T3k+(T1p-T3p)*q,
T2k= =T3k-(T3p-T2p)*q,
T3k= =Tv+0.5*(T3p-T2p)*q+(0.5*(T3p+T2p)-Tv)*q^0.8,
q= =(Tv-Tn)/(Tv-Tnp),
x= =(T1tp-Tn)/(0.5*(T3k+T2k) + (T1k-0.5*(T3k+T2k))/(y*Kot)-Tn),
T1tp= =T1-DTtp1,
T2o= =T1tp-x*(T1k-T2k)/(y*Kot),
c= =0.8*Ktp*(0.5*(Tgp+Tc)-Tx)/(Tgp-Tc),
P1= =(1000/(0.5*(Tgp+Tc)-Tx))*a/(y*Kot*gop+a*gt),
P2= =(1000/(0.5*(Tgp+Tc)-Tx))*(1+c)/gt,
A1= =0.46*m1*n1*(1-P1)/Sqrt[P1],
A2= =0.58*m2*n2*(1-P2)/Sqrt[P2],
Ts2= =T1tp-(T1tp-Tgp)*(Exp[A2]-1)*P2/(1-P2),
Th2= =Tgp-(T1tp-Ts2)/P2,
Th1= =Tx+(Ts1-Tx)*(Exp[A1]-1)/(Exp[A1]-P1),
Ts1= =(a*gt*Ts2+y*Kot*gop*T2o) / (a*gt+y*Kot*gop),
Th2= =(Th1+Tc*c)/(1+c),
T2= =Ts1-(Th1-Tx)*P1},
{T1k, 70}, {T2k, 40}, {T3k, 50}, {q, 0.2}, {x, 1.2}, {T1tp, 70}, {T2o, 50}, {c, 1},
{P1, 0.3}, {P2, 0.9},
{A1, 2}, {A2, 0.4}, {Ts2, 50}, {Ts1, 50}, {Th2, 50}, {Th1, 50}, {T2, 30}, {gt,
25}, MaxIterations->100]
ClearAttribute [{Tv, Tnp, T1p, T2p, T3p, gop, Kot, Tgp, Tx, Tc, Tn, T1, DTtp1, y,
Ktp, a, m1, m2, n1, n2}]
```

АТ.Г.3 Алгоритм определения эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на ГВС при смешанной схеме включения подогревателей с РТ, с циркуляцией воды и при ее отсутствии и непосредственной схеме присоединения систем отопления в диапазонах температур наружного воздуха, прилегающих к $t_{нв} \approx -5$°С

```
Mixed scheme with (without) circulation, with PT, direct scheme CO.
Tn=-5(or><-5),                    gt=?
SetAttribute [{Tv, Tnp, T1p, T2p, T3p, gop, Kot, Tgp,
Tx, Tc, Tn, T1, DTtp1, y, Ktp, a, m1, m2, n1, n2}, Constant]
Tv=
Tnp=
T1p=
T2p=
T3p=
gop=
Kot=
Tgp=
Tx=
Tc=
```

Tn=
T1=
DT*p*1=
y=
K*t*p=
a=
m1=
m2=
n1=
n2=
FindRoo*t* [{T1k= =T3k+(T1p-T3p)*q,
T2k= =T3k-(T3p-T2p)*q,
T3k= =Tv+0.5*(T3p-T2p)*q+(0.5(T3p+T2p)-Tv)*q^0.8,
q= =(Tv-Tn)/(Tv-Tnp),
x= =(T1*t*p-Tn)/(0.5*(T3k+T2k) + (T1k-0.5*(T3k+T2k))/(y*Ko*t*)-Tn),
T1*t*p= =T1-DT*t*p1,
T2o= =T1*t*p-x*(T1k-T2k)/(y*Ko*t*),
c= =0.8*K*t*p*(0.5*(Tgp+Tc)-Tx)/(Tgp-Tc),
P1= =(1000/(0.5*(Tgp+Tc)-Tx))*a/(y*Ko*t**gop+a**g*t*),
P2= =(1000/(0.5*(Tgp+Tc)-Tx))*(1+c)/g*t*,
A1= =0.49*m1*n1*(1-P1)/Sqr*t*[P1],
A2= =0.63*m2*n2*(1-P2)/Sqr*t*[P2],
Ts2= =T1*t*p-(T1*t*p-Tgp)*(Exp[A2]-1)*P2/(1-P2),
Th2= =Tgp-(T1*t*p-Ts2) /P2,
Th1= =Tx+(Ts1-Tx)*(Exp[A1]-1)/(Exp[A1]-P1),
Ts1= =(a*g*t**Ts2+y*Ko*t**gop*T2o)/(a*g*t*+y*Ko*t**gop),
Th2= =(Th1+Tc*c)/(1+c),
T2= =Ts1-(Th1-Tx)*P1},
{T1k, 90}, {T2k, 50}, {T3k, 60}, {q, 0.5}, {x, 1}, {T1*t*p, 85}, {T2o, 50}, {c, 1), {P1, 0.3}, {P2, 4}, {A1, 2}, {A2, -5}, {Ts2, 50}, {Ts1, 50}, {Th2, 50}, {Th1, 50}, {T2, 40}, {g*t*, 10}, MaxI*t*era*t*ions->100]
ClearA*t*ribu*t*e[{Tv, Tnp, T1p, T2p, T3p, gop, Ko*t*, Tgp, Tx, Tc, Tn, T1, DT*t*p1, y, K*t*p, a, m1, m2, n1, n2}]

Приложение АТ.Д
Алгоритмы расчетов эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на ТП при последовательной схеме включения водоподогревателей, составленные для программы «MATHEMATICA 2.2»

АТ.Д.1Алгоритм определения эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на ГВС при последовательной схеме включения автоматизированной подогревательной установки ГВС и непосредственной схеме присоединения систем отопления

Pos1. scheme wi*t*h PT and PP direc*t* scheme CO.

Tn=Tnu, g*t*dp=?

Se*t*A*t*ribu*t*e [{Tv, Tnp, T1p, T2p, T3p, Tgp, Tx, Tcp, Tnu, T1u, DT*t*p1u, K*t*p, a, m1, n1}, Cons*t*an*t*]

Tv=
Tnp=
T1p=
T2p=
T3p=
Tgp=
Tx=
Tcp=
Tnu=
T1u=
DT*t*p1u=
K*t*p=
a=
m1=
n1=

FindRoo*t* [{T1ku= =T3ku+(T1p-T3p)*qu,
T2ku= =T3ku-(T3p-T2p)*qu,
T3ku= =Tv+0.5* (T3p-T2p)*qu+(0.5*(T3p + T2p)-Tv)*qu^0.8,
qu= =(Tv-Tnu)/(Tv-Tnp),
T1o= =0.5*(T3ku+T2ku)+(T1ku-0.5*(T3ku+T2ku))*gop/g*t*dp,
T1*t*pu= =T1u-DT*t*p1u,
T2o= =T1o-(T1ku-T2ku)*gop/g*t*dp,
c= =0.8*K*t*p*(0.5*(Tgp+Tcp)-Tx)/(Tgp-Tcp),
P1= =(1000/(0.5*(Tgp+Tcp)-Tx))*a/g*t*dp,
T1o= =T1*t*pu-(Tgp-Th2u)*(1000/(0.5*(Tgp + Tcp)-Tx))*a*(1+c)/g*t*dp,
A1= =0.46*m1*n1*(1-P1)/Sqr*t*[P1],
Th2u= =(Th1+c*Tcp)/(1+c),
Th1= =Tx+(T2o-Tx)*(Exp[A1]-1)/(Exp[A1]-P1),
gop= =1000/(T1p-T2p),
T2= =T2o-(Th1-Tx)*P1},

{T1ku, 70}, {T2ku, 40}, {T3ku, 50}, {qu, 0.35}, {T1*t*pu, 70}, {T2o, 40}, {c, 1}, {P1, 0.3), {A1, 2},

{T1o, 60}, {gop, 12}, {T2, 30}, {Th2u, 50}, {Th1, 50}, {g*t*dp, 20}, MaxI*te*ra*t*ions->100]

ClearA*t*ribu*t*e[{Tv, Tnp, T1p, T2p, T3p, Tgp, Tx, Tcp, Tnu, T1u, DT*t*p1u, K*t*p, a, m1, n1}]

АТ.Д.2Алгоритм определения эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на ГВС при последовательной схеме включения неавтоматизированной подогревательной установки ГВС и непосредственной схеме присоединения систем отопления

Pos1 scheme wi*t*hou*t* PT and PP direc*t* scheme CO.

Tn=Tnu, g*t*dp=?

Se*t*A*t*ribu*t*e [{Tv, Tnp, T1p, T2p, T3p, Tx, Tnu, T1u, DT*t*p1u, K*t*p, a, m1, m2, n1, n2}, Cons*t*an*t*]

Tv=

Tnp=

T1p=

T2p=

T3p=

Tx=

Tnu=

T1u=

DT*t*p1u=

K*t*p=

a=

m1=

m2=

n1=

n2=

FindRoo*t* [{T1ku= =T3ku+(T1p-T3p)*qu,

T2ku= =T3ku-(T3p-T2p)*qu,

T3ku= =Tv+0.5*(T3p-T2p)*qu+(0.5*(T3p+T2p)-Tv)*qu^0.8,

qu= =(Tv-Tnu)/(Tv-Tnp),

T1o= =0.5*(T3ku+T2ku) + (T1ku-0.5*(T3ku+T2ku))*gop/g*t*dp,

T1*t*pu= =T1u-DT*t*p1u,

T2o= =T1o-(T1ku-T2ku)*gop/g*t*dp,

c= =0.8*K*t*p*(0.5*(2Tg-10)-Tx)/10,

P1= ={1000/(0.5*(2Tg-10)-Tx))*a/g*t*dp,

T1o= =T1*t*pu-(T1*t*pu-Th2)*(Exp[A2]-1)*P2/(Exp[A2]-P2),

A1= =0.46*m1*n1*(1-P1)/Sqr*t*[P1],

Th2= =(Th1+c*(Tg-10))/(1+c),

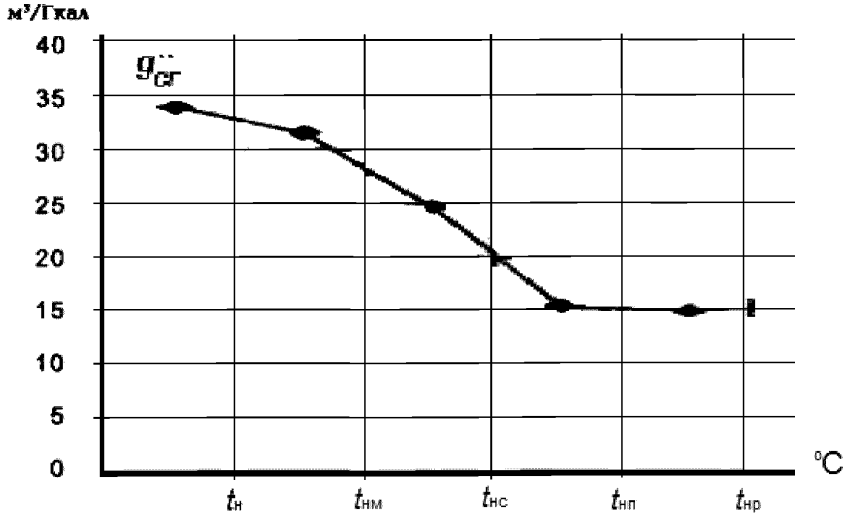
Th1= =Tx+(T2o-Tx)*(Exp[A1]-1)/(Exp[A1]-P1),

gop= =1000/(T1p-T2p),

T2= =T2o-(Th1-Tx)*P1,

Tg= =Th2+(T1*t*pu-Th2)*(Exp[A2]-1)/(Exp[A2]-P2),
A2= =0.58*m2*n2(1-P2)/Sqr*t*[P2],
P2= =(1000/(0.5(2Tg-10)-Tx))*a*(1+c)/g*t*dp},
{T1ku, 70}, {T2ku, 40}, {T3ku, 50}, {qu, 0.35}, {T1*t*pu, 70}, {T2o, 40}, {c, 1}, {A2, 3}, {P2, 0.2},
{P1, 0.3}, {A1, 2}, {T1o, 60}, {gop, 12}, {T2, 30}, {Tg, 60}, {Th2, 50},
{Th1, 50}, {g*t*dp, 20}, MaxI*t*era*t*ions->100]
ClearA*t*ribu*t*e [{Tv, Tnp, T1p, T2p, T3p, Tx, Tnu, T1u, DT*t*p1u, K*t*p, a, m1, m2, n1, n2, }]

Приложение АТ.Е
(справочное)
Изменения нормируемого удельного расхода сетевой воды в подающем трубопроводе при при характерных значениях температуры наружного воздуха



нормируемый удельный расход сетевой воды по подающей линии на 1 Гкал отпущенной тепловой энергии в системе теплоснабжения

Рисунок АТ.Е.1 – График изменения нормируемого удельного расхода сетевой воды в подающем трубопроводе при при характерных значениях температуры наружного воздуха

Приложение АУ
(рекомендуемое)
Методические рекомендации по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателям «разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах» и «удельный расход электроэнергии»

АУ.1 Определение нормируемых энергетических характеристик тепловых сетей по показателю «разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах»

АУ.1.1 Общие положения

АУ.1.1.1 Энергетическая характеристика по показателю «разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах системы теплоснабжения или температура сетевой воды в обратных трубопроводах системы теплоснабжения» (далее для краткости – «разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах») разрабатывается согласно [15] для анализа режимов работы тепловых сетей с целью повышения уровня эксплуатации и эффективности системы теплоснабжения.

АУ.1.1.2 Энергетическая характеристика системы теплоснабжения по показателю «разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах» является режимной характеристикой тепловых сетей.

АУ.1.1.3 Нормируемая разность температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах системы теплоснабжения $\Delta t_{ст}^{н}$ представляет собой зависимость суммы нормируемой среднесуточной разности температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах совокупности потребителей и нормируемого среднего понижения температуры сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах тепловой сети за счет тепловых потерь через их теплоизоляционные конструкции от температуры наружного воздуха в течение отопительного сезона.

Нормируемая температура сетевой воды в обратном трубопроводе системы теплоснабжения $t_{2ст}^{н}$ представляет собой зависимость разности нормируемой среднесуточной температуры сетевой воды в обратных трубопроводах совокупности потребителей и нормируемого среднего понижения температуры сетевой воды в обратных трубопроводах системы теплоснабжения за счет тепловых потерь через их теплоизоляционные конструкции от температуры наружного воздуха.

АУ.1.1.4 Нормируемая разность температур сетевой воды совокупности потребителей $\Delta t_{\Sigma}^{н}$ – усредненная по всем потребителям разность температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах при данной температуре наружного воздуха, соответствующая нормируемым расходу и температуре сетевой воды в подающем трубопроводе совокупности потребителей, их нормируемому

теплопотреблению и реальным характеристикам тепловых пунктов (ТП) и систем теплопотребления.

Нормируемая температура сетевой воды в обратных трубопроводах совокупности потребителей $t^{н}_{2\Sigma}$ – усредненная по всем потребителям температура сетевой воды в обратных трубопроводах при данной температуре наружного воздуха, соответствующая нормируемым расходу и температуре сетевой воды в подающем трубопроводе совокупности потребителей, их нормируемому теплопотреблению и реальным характеристикам ТП и систем теплопотребления.

АУ.1.1.5 Энергетическая характеристика системы теплоснабжения определяется на выводах трубопроводов тепловой сети от источника тепловой энергии.

АУ.1.1.6 Определение нормируемой режимной характеристики по показателю «разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах» выполняется после определения энергетической характеристики по показателю «удельный расход сетевой воды» (см. действующие Методические рекомендации по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «удельный расход сетевой воды»).

АУ.1.1.7 Для каждой системы теплоснабжения проводится сопоставление за отчетный период фактических и нормируемых показателей их работы.

АУ.1.1.8 Определение режимной характеристики системы теплоснабжения по показателю «разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах» основывается на материалах и исходных данных, используемых для определения режимной энергетической характеристики по показателю «удельный расход сетевой воды».

АУ.1.2 Порядок выполнения расчетов и алгоритмы определения разности температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах и температуры сетевой воды в обратном трубопроводе

АУ.1.2.1 Определение нормируемых значений понижения температуры сетевой воды в тепловой сети за счет тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции трубопроводов

Средние значения понижения температуры сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах тепловой сети за счет тепловых потерь при характерных значениях температуры наружного воздуха $\Delta t^{н}_{1т.п}$ и $\Delta t^{н}_{2т.п}$ (°С) определяются на основе оценочных величин: потерь тепла через теплоизоляционные конструкции трубопроводов тепловой сети в целом и расхода сетевой воды, полученного в результате гидравлических расчетов, по приближенным формулам:

$$\Delta t^{н}_{1т.п} = \frac{700 Q^{оц}_{т.п}}{G^{н}_{1\Sigma}}; \qquad (АУ.1)$$

$$\Delta t^{н}_{2т.п} = \frac{300 Q^{оц}_{т.п}}{G^{н}_{2\Sigma}}. \qquad (АУ.2)$$

Тепловые потери трубопроводами тепловой сети через теплоизоляционные конструкции $Q^{оц}_{т.п}$ (Гкал/ч) определяются согласно Приложению АС.

Нормируемые расходы сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах $G^{н}_{1\Sigma}$ и $G^{н}_{2\Sigma}$ (м^3/ч) принимаются по результатам гидравлических расчетов тепловой сети при характерных значениях температуры наружного воздуха.

АУ.1.2.2 Определение нормируемой разности температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах совокупности потребителей

АУ.1.2.2.1 Нормируемая разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах совокупности потребителей $\Delta t^{н}_{\Sigma}$ (°С) определяется на основе их нормируемого теплопотребления и нормируемого расхода сетевой воды через их местные системы (на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение – ГВС) по формуле:

$$\Delta t^{н}_{\Sigma} = \frac{Q^{н}_{потр} \cdot 10^{6}}{c\rho G^{н}_{потр}}, \qquad (АУ.3)$$

где $Q^{н}_{потр}$ – нормируемый расход тепловой энергии, который принимается системами теплопотребления (потребителями) на отопление, вентиляцию и ГВС по закрытой схеме, Гкал/ч;

c - удельная теплоемкость сетевой воды, принимаемая в практических расчетах равной 1 кКал /(кг·°С);

ρ - плотность сетевой воды в подающих трубопроводах при значениях температуры, соответствующих характерным значениям температуры наружного воздуха, кг/м^3;

$G^{н}_{потр}$ - нормируемый расход сетевой воды, поступающей без потерь из подающих трубопроводов в обратные через совокупность систем теплопотребления, соответствующий нормируемому расходу тепловой энергии $Q^{н}_{потр}$, м^3/ч.

АУ.1.2.2.2 Нормируемый расход сетевой воды $G^{н}_{потр}$ (м^3/ч) определяется при всех характерных значениях температуры наружного воздуха по формуле:

$$G^{н}_{потр} = G^{н}_{1\Sigma} - G_{вр.а.п} - G_{вр.на.п} + p_{о.а}\,(G^{р}_{ц})_{вр.а}, \qquad (АУ.4)$$

где $G^{н}_{1\Sigma}$ – нормируемый расход сетевой воды по подающим трубопроводам, м^3/ч;

$G_{вр.а.п}$ – автоматизированный водоразбор из подающих трубопроводов у совокупности потребителей, м^3/ч;

$G_{вр.на.п}$ – неавтоматизированный водоразбор из подающих трубопроводов у совокупности потребителей, м^3/ч;

$p_{о.а}\,(G^{р}_{ц})_{вр.а}$ – расход воды из обратных трубопроводов на циркуляцию в системах ГВС с автоматизированным непосредственным водоразбором, м^3/ч.

Величины $G_{вр.а.п}$, $G_{вр.на.п}$ и $p_{о.а}\,(G^{р}_{ц})_{вр.а}$ определяют по следующим формулам:

$$G_{вр.а.п} = p_{п.а} g^{р}_{вр.а} \cdot 1,1 \cdot \left[\Sigma \left(Q^{ср.н}_{ГВС} \right)_{вр.а} + \Sigma \left(Q^{ср.н}_{ГВС} \right)_{вр.а.ц} \right]; \qquad (АУ.5)$$

$$G_{вр.на.п} = g_{вр.ва.п} \cdot 1,1 \cdot \left[\Sigma \left(Q^{ср.н}_{ГВС} \right)_{вр.на} + \Sigma \left(Q^{ср.н}_{ГВС} \right)_{вр.на.ц} \right]; \qquad (АУ.6)$$

$$p_{о.а}(G^{р}_{ц})_{вр.а} = p_{о.а} K_{ц.а} g^{р}_{вр.а} 1,1 \Sigma \left(Q^{ср.н}_{ГВС} \right)_{вр.а.ц}, \qquad (АУ.7)$$

где $\Sigma\left(Q_{\text{ГВС}}^{\text{ср.н}}\right)_{\text{вр.а.ц}}$, $\Sigma\left(Q_{\text{ГВС}}^{\text{ср.н}}\right)_{\text{вр.на.ц}}$, $\Sigma\left(Q_{\text{ГВС}}^{\text{ср.н}}\right)_{\text{вр.а}}$ и $\Sigma\left(Q_{\text{ГВС}}^{\text{ср.н}}\right)_{\text{вр.на}}$ – суммы средненедельных тепловых нагрузок автоматизированных и неавтоматизированных систем ГВС при непосредственном водоразборе при наличии и отсутствии циркуляции воды в них, Гкал/ч;

$g_{\text{вр.а}}^{\text{р}}$ – расчетный эксплуатационный удельный расход сетевой воды на ГВС в автоматизированных системах ГВС с непосредственным водоразбором, м^3/Гкал; определяют по Методическим рекомендациям по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «удельный расход сетевой воды» - Приложение АТ;

$g_{\text{вр.на.п}}$ – эксплуатационный удельный расход сетевой воды на ГВС при водоразборе только из подающих трубопроводов в неавтоматизированных системах ГВС, м^3/Гкал; определяют по Методическим рекомендациям по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «удельный расход сетевой воды» - Приложение АТ;;

$K_{\text{ц.а}}$ – отношение расхода сетевой воды на системы циркуляции воды в автоматизированных системах ГВС к средненедельному расходу воды на ГВС при непосредственном водоразборе; в практических расчетах рекомендуется принимать равным 0,8;

$p_{\text{п.а}}$ и $p_{\text{о.а}}$ – доли водоразбора из подающих и обратных трубопроводов тепловой сети в автоматизированных системах ГВС с непосредственным водоразбором;

$p_{\text{п.а}} = \dfrac{t_{\text{ГВС}}^{\text{р}} - t_{2\text{о.в}}^{\text{ф}}}{t_{1\Sigma}^{\text{оц}} - t_{2\text{о.в}}^{\text{ф}}}$; $p_{\text{о.а}} = 1 - p_{\text{п.а}}$ при любом характерном значении температуры наружного воздуха.

АУ.1.2.2.3 Нормируемый расход тепловой энергии $Q_{\text{потр}}^{\text{н}}$ (Гкал/ч) при характерных значениях температуры наружного воздуха определяют по формуле:

$$Q_{\text{потр}}^{\text{н}} = Q_{\Sigma}^{\text{н}} - 1{,}1\Sigma\left(Q_{\text{ГВС}}^{\text{ср.н}}\right)_{\text{вр}}, \qquad \text{(АУ.8)}$$

где $Q_{\Sigma}^{\text{н}}$ – нормируемый расход тепловой энергии совокупностью потребителей, Гкал/ч;

$\left(Q_{\text{ГВС}}^{\text{ср.н}}\right)_{\text{вр}}$ – суммарный расход тепловой энергии на водоразбор при всех схемах присоединения ГВС, Гкал/ч.

АУ.1.2.3 Определение нормируемой разности температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах и нормируемой температуры сетевой воды в обратных трубопроводах системы теплоснабжения

Нормируемая разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах системы теплоснабжения определяется исходя из нормируемых значений понижения температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах тепловой сети за счет тепловых потерь.

Нормируемая разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах системы теплоснабжения $\Delta t_{\text{ст}}^{\text{н}}$ (°С) определяют по формуле:

$$\Delta t_{\text{ст}}^{\text{н}} = \Delta t_{\Sigma}^{\text{н}} + \Delta t_{\text{т.п}}^{\text{н}}, \qquad \text{(АУ.9)}$$

где $\Delta t_{\Sigma}^{н}$ - нормируемая разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах совокупности потребителей, °С; определяют по формуле (АУ.3) настоящих Методических указаний;

$\Delta t_{т.п}^{н}$ - нормируемое среднее значение понижения температуры сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах тепловой сети за счет тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции трубопроводов, °С; определяют по формулам (АУ.1) и (АУ.2) настоящего приложения.

Нормируемая температура сетевой воды в обратных трубопроводах системы теплоснабжения при характерных значениях температуры наружного воздуха $t_{н.х}$ (°С) определяется на основе нормируемой температуры сетевой воды в подающих трубопроводах на выходе из источника тепловой энергии и нормируемой разности температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах системы теплоснабжения для соответствующей $t_{н.х}$ по формуле:

$$t_{2ст}^{н} = t_{1ст}^{н} - \Delta t_{ст}^{н}. \qquad (АУ.10)$$

По нормируемым значениям $\Delta t_{ст}^{н}$ и $t_{2ст}^{н}$ строится график изменения нормируемых разностей температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах и температур обратных трубопроводов при характерных значениях температуры наружного воздуха (приложение АУ.А).

АУ.2 Определение нормируемой энергетической характеристики тепловых сетей по показателю «удельный расход электроэнергии»

АУ.2.1 Общие положения

АУ.2.1.1 Энергетическая характеристика по показателю «удельный расход электроэнергии» (далее – «гидравлическая энергетическая характеристика») представляет собой зависимость удельного расхода электроэнергии на транспорт и распределение тепловой энергии от температуры наружного воздуха.

АУ.2.1.2 Значение гидравлической энергетической характеристики тепловой сети определяется отношением нормируемого часового среднесуточного расхода электроэнергии на транспорт и распределение тепловой энергии в тепловых сетях (кВт·ч) к нормируемому среднесуточному отпуску тепловой энергии от источников тепловой энергии (Гкал) при соответствующей среднесуточной температуре наружного воздуха. Гидравлическая энергетическая характеристика измеряется в кВт·ч/Гкал.

АУ.2.1.3 Нормируемое значение расхода электроэнергии на транспорт и распределение тепловой энергии определяют по мощности электрооборудования на балансе теплосетевой организации на:

- подкачивающих насосных станциях на подающих и обратных трубопроводах;
- насосных станциях смешения сетевой воды;
- зарядно-разрядочных насосных станциях при районных баках-аккумуляторах горячей воды;
- центральных тепловых пунктах (ЦТП).

АУ.2.1.4 Определение нормируемых значений расхода электроэнергии на насосных станциях и в ЦТП производится при характерных значениях температуры наружного воздуха.

АУ.2.2 Определение нормируемого расхода сетевой воды через насосные станции

АУ.2.2.1 Нормируемый расход сетевой воды через подкачивающую насосную станцию принимается по результатам гидравлических расчетов системы теплоснабжения при характерных значениях температуры наружного воздуха.

АУ.2.2.2 Нормируемый расход сетевой воды через насосные станции смешения определяют по гидравлическим расчетам тепловой сети с учетом автоматизации этих станций.

АУ.2.2.3 Нормируемый расход сетевой воды через разрядочные и зарядочные насосы районных баков-аккумуляторов определяется при каждом характерном значении температуры наружного воздуха в соответствии с часовым графиком работы аккумулирующих емкостей.

АУ.2.3 Расчет нормируемой мощности электродвигателей насосных станций

АУ.2.3.1 Электрическая мощность, необходимая при транспорте и распределении тепловой энергии в подкачивающих насосных станциях и насосных станциях смешения, определяется при каждом характерном значении температуры наружного воздуха. Основой для расчета необходимой электрической мощности насосов служит нормируемый расход сетевой воды, определяемый согласно АУ.2.2.1 настоящего приложения.

АУ.2.3.2 Нормируемая мощность электродвигателя, затрачиваемая на привод насоса в насосной станции $W^{н}_{НПС}$ (кВт), определяют по формуле:

$$W^{н}_{НПС} = \frac{V\rho H 10^{-3}}{367\eta_{н}\eta_{э}}, \qquad (АУ.11)$$

где V - часовой объемный расход сетевой воды через насос, м^3/ч;

ρ - плотность сетевой воды, кг/м^3;

H - напор насоса при расходе воды V, м;

$\eta_{н}$ - коэффициент полезного действия насоса при расходе воды V;

$\eta_{э}$ - коэффициент полезного действия электродвигателя.

АУ.2.3.3 При однотипных насосах, установленных на насосной станции, расход сетевой воды через каждый насос определяется делением среднечасового расхода сетевой воды через насосную станцию на количество работающих насосов.

При наличии на станции разнотипных насосов должна быть построена характеристика совместной работы насосов, с помощью которой определяется расход сетевой воды через каждый параллельно работающий насос в зависимости от нормируемого расхода сетевой воды через насосную станцию.

АУ.2.3.4 Напор насоса и его коэффициент полезного действия при расходе сетевой воды через него определяют по заводской характеристике или по результатам испытаний.

АУ.2.3.5 Нормируемая электрическая мощность всех насосов на насосной станции определяется суммированием мощностей электродвигателей работающих

насосов. Собственные нужды насосной станции могут быть приняты в размере от 1,0 до 1,5 % мощности электродвигателей рабочих насосов станции. Определенная таким образом электрическая мощность оборудования насосной станции представляет собой среднюю за сутки нормируемую электрическую мощность при соответствующем характерном значении температуры наружного воздуха.

АУ.2.3.6 Среднесуточная нормируемая электрическая мощность электродвигателей разрядочных и зарядочных насосов районных баков-аккумуляторов $W^{н}_{ср.ак}$ (кВт) определяют по формуле:

$$W^{н}_{ср.ак} = \frac{\Sigma W}{24}, \qquad (АУ.12)$$

где W - электрическая мощность двигателей разрядочных и зарядочных насосов за время их работы в течение суток, кВт.

АУ.2.3.7 Нормируемая электрическая мощность двигателей насосов дренажных станций, расположенных в тепловой сети, определяется установленной мощностью рабочих насосов и временем их использования в течение суток. Определяется по формуле (АУ.12) настоящих Методических указаний.

АУ.2.4 Определение нормируемой электрической мощности электродвигателей насосов в тепловых пунктах

АУ.2.4.1 Нормируемая электрическая мощность электродвигателей в тепловых пунктах определяется для циркуляционных и подкачивающих насосов систем ГВС, циркуляционных и подпиточных насосов систем отопления при независимом их присоединении, подкачивающих и подмешивающих насосов, установленных на трубопроводах сетевой воды на тепловых пунктах (ТП).

АУ.2.4.2 Расход воды через циркуляционные и подкачивающие насосы систем ГВС определяется при средненедельной нагрузке ГВС и принимается постоянным на протяжении отопительного сезона. Расход воды через циркуляционные и подпиточные насосы систем отопления при их независимом присоединении определяется в соответствии с расчетным теплопотреблением этих систем и их емкостью; расход воды через эти насосы принимается постоянным в течение отопительного сезона. Расход воды через подкачивающие и подмешивающие насосы, установленные на трубопроводах сетевой воды, определяется в зависимости от местоположения насосов в схеме ТП и принципов их автоматизации при режиме средненедельной нагрузки ГВС.

АУ.2.4.3 Напор насосов и их коэффициенты полезного действия определяют по заводским характеристикам. Нормируемая электрическая мощность определяют по формуле (АП.11) настоящих Методических указаний.

АУ.2.4.4 Среднее за сутки значение нормируемой мощности электродвигателей насосов, установленных в каждом ТП, определяется суммированием мощностей электродвигателей работающих насосов всех назначений. Электрическая мощность, затрачиваемая на собственные нужды в ЦТП, может быть принята равной 3 % мощности электродвигателей рабочих насосов ЦТП.

АУ.2.5 Определение суммарной нормируемой электрической мощности электродвигателей насосов

АУ.2.5.1 Средняя за сутки нормируемая электрическая мощность электродвигателей на всех насосных станциях, установленных в тепловой сети, $W^{н}_{т.с}$ (кВт) определяется при каждом характерном значении температуры наружного воздуха путем суммирования нормируемой электрической мощности электродвигателей работающих насосов в каждой насосной станции $W^{н}_{н.с}$ и в ЦТП $W^{н}_{ЦТП}$ с учетом нормируемой электрической мощности, затрачиваемой на собственные нужды.

АУ.2.5.2 Полученные среднесуточные значения суммарной нормируемой электрической мощности, используемой на транспорт и распределение тепловой энергии, $W^{н}_{т.с}$ (кВт) представляются в виде графика зависимости электрической мощности от температуры наружного воздуха.

АУ.2.6 Определение нормируемой энергетической характеристики по показателю «удельный расход электроэнергии»

Гидравлическая энергетическая характеристика тепловой сети по показателю «удельный расход электроэнергии» при каждом характерном значении температуры наружного воздуха определяется отношением среднечасовой за сутки суммарной нормируемой электрической мощности $W^{н}_{т.с}$ (кВт) к нормируемому среднесуточному расходу тепловой энергии при соответствующей температуре наружного воздуха всеми источниками тепловой энергии системы теплоснабжения.

Значение нормируемого удельного расхода электроэнергии на транспорт тепловой энергии в системе теплоснабжения при каждом характерном значении температуры наружного воздуха $Э^{н}_{ст}$ (кВт·ч/Гкал) определяется но формуле

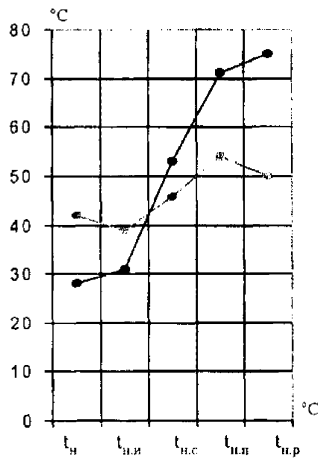
$$Э^{н}_{ст} = \frac{W^{н}_{т.с}}{Q^{н}_{ст}}, \qquad (АУ.13)$$

где $W^{н}_{т.с}$ - суммарная нормируемая электрическая мощность, используемая при транспорте и распределении тепловой энергии, при соответствующей температуре наружного воздуха, кВт;

$Q^{н}_{ст}$ – нормируемый часовой средний за сутки расход тепловой энергии, отпускаемый всеми источниками тепловой энергии в системе теплоснабжения при соответствующей температуре наружного воздуха, Гкал/ч.

По нормируемым значениям $Э^{н}_{ст}$ строится график изменения нормируемых удельных расходов электроэнергии при характерных значениях температуры наружного воздуха (приложение АУ.Б).

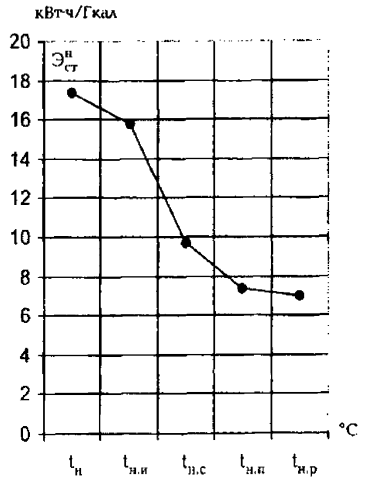
Приложение АУ.А
(справочное)
График изменения нормируемых разностей температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах и температур обратных трубопроводов при характерных значениях температуры наружного воздуха



—●— – нормируемая разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах системы теплоснабжения

—○— – нормируемая температура сетевой воды в обратных трубопроводах системы теплоснабжения

Приложение АУ.Б
(справочное)
График изменения нормируемых удельных расходов электроэнергии на транспорт и распределение тепловой энергии при характерных значениях температуры наружного воздуха



—●— – нормируемый удельный расход электроэнергии на транспорт и распределение тепловой энергии

Приложение АФ
(рекомендуемое)
Форма акта на гидравлическое испытание трубопровода

АКТ № ___
гидравлических испытаний трубопровода

г._____ _____ 20 __ 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 АХ
(справочное)
Рекомендации и пример расчета энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю «потери сетевой воды»

АХ.1 Рекомендации по составлению энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю «потери сетевой воды»

Настоящие Рекомендации разработаны в дополнение к приложению АР.

АХ.1.1 Приложение АР («Методические указания по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «потери сетевой воды») вместо обычно применяемого понятия «утечки сетевой воды» для обозначения затрат сетевой воды используется термин «потери сетевой воды» (ПСВ), который более полно отражает состав суммарных эксплуатационных затрат сетевой воды на транспорт и распределение тепловой энергии. Потери сетевой воды по своему отношению к технологическому процессу транспорта тепловой энергии условно разделены на технологические потери и потери с утечками сетевой воды.

К технологическим ПСВ (затратам) отнесены затраты сетевой воды, расходуемой непосредственно на обеспечение заданных режимов работы системы теплоснабжения (сливы в автоматических регуляторах и средствах защиты), а также неизбежные при проведении работ, обеспечивающих надежное и безопасное состояние системы (плановые ремонтные работы, эксплуатационные испытания, промывки). Технологические ПСВ являются производственными затратами сетевой воды.

Утечки сетевой воды через неплотности соединений трубопроводов, в оборудовании и арматуре в пределах установленных нормативными документами (НД) значений как технически неизбежные при транспорте тепловой энергии также отнесены к производственным ПСВ (затратам).

К непроизводственным отнесены все ПСВ (затраты), превышающие установленные (нормируемые) значения технологических потерь и нормативную утечку, а также ПСВ, связанные с повреждениями трубопроводов и оборудования, нарушениями нормальных режимов теплоснабжения, приводящие к сливам сетевой воды. Отдельно следует отметить несанкционированное использование потребителями сетевой воды на производственно-хозяйственные и коммунально-бытовые нужды.

В соответствии с вышеизложенными положениями в Приложении АХ осуществляется рассмотрение и количественное определение отдельных составляющих ПСВ.

АХ.1.2 Основной составляющей нормируемых эксплуатационных ПСВ является нормируемая утечка сетевой воды из тепловой сети (ТС) и систем теплопотребления, принимаемая в соответствии с [15]. Следует обратить внимание, что нормативная утечка определяется исходя из среднегодового объема сетевой воды в этих элементах системы теплоснабжения, так как объемы сетевой воды в отопительный и летний периоды года различны в ТС из-за проведения ремонта и в це-

лом в системе теплоснабжения из-за полного или частичного отключения систем отопления и вентиляции.

Опыт рассмотрения энергетических характеристик (ЭХ) «Фирма ОРГРЭС» показывает, что часто среднегодовой объем принимается равным объему всех сетей и подключенных систем теплопотребления, т.е. не учитывается ремонтный период и работа систем теплопотребления в летний период, тем самым необоснованно увеличиваются нормируемые ПСВ с утечкой.

АХ.1.3 Энергетическая характеристика по показателю ПСВ должна разрабатываться для ТС, находящихся на балансе энергоснабжающей организации (ЭСО). Однако отсутствие в большинстве случаев приборов учета количества сетевой воды на границах балансовой принадлежности не позволяет производить сопоставление фактических ПСВ и их нормируемых значений только для ТС ЭСО, поэтому осуществляется общий учет количества подпиточной воды по системе теплоснабжения в целом на источниках тепловой энергии, а также у той или иной части групповых или индивидуальных потребителей тепла, оснащенных приборами учета, что позволяет осуществлять сопоставление фактических и нормируемых ПСВ в целом по системе теплоснабжения, а в отдельных случаях и по ее отдельным элементам.

Поэтому ЭХ по показателю ПСВ должна составляться для системы теплоснабжения в целом с выделением ПСВ в ТС по балансовой принадлежности ЭСО, в ТС, являющихся собственностью других организаций, и в системах теплопотребления. Рассмотрение отдельных составляющих ПСВ должно осуществляться в соответствии с указанной принадлежностью сетей и систем.

АХ.1.4 Одним из существенных вопросов определения нормируемых технологических ПСВ является определение составляющей затрат сетевой воды на заполнение трубопроводов и систем теплопотребления после проведения плановых ремонтов и при пуске в работу новых сетей после монтажа. В соответствии с настоящим стандартом: это количество сетевой воды ежегодно принимается равным 1,5-кратному объему (емкости) трубопроводов и систем теплопотребления в системе теплоснабжения в целом. В то же время НД других, не относящихся к энергетике, ведомств до последнего времени предусматривались затраты сетевой воды на заполнение ТС и систем теплопотребления в размере 1,2-кратного объема сетей и систем, что нашло свое отражение в приложении АР Однако такая разница в размере затрат на заполнение не может быть подтверждена технически, а происходящие изменения собственников ТС автоматически приводят к изменению значений затрат сетевой воды на заполнение одних и тех же сетей. В связи с выходом Типовой инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения это несоответствие для ТС коммунального теплоснабжения, составляющих значительную часть ТС в системе центрального теплоснабжения (СЦТ) устранено. Поэтому при разработке ЭХ эту составляющую ПСВ как для ТС на балансе ЭСО, так и для ТС и систем теплопотребления других собственников следует принимать одинаковой, т.е. в размере полуторакратного объема трубопроводов и систем.

АХ.1.5 Основной трудностью при определении технологических ПСВ с утечкой и на заполнение является получение достоверных данных по внутренним объ-

емам ТС и систем теплопотребления, не находящихся в собственности ЭСО. Внутренний объем ТС должен определяться по фактическим внутренним диаметрам, однако при недостаточной достоверности этих сведений могут быть использованы данные по условным диаметрам участков ТС. Аналогичная ситуация складывается и с объемами систем теплопотребления жилищно-коммунального сектора, достаточно точные данные по которым могут быть получены только на основании исполнительной документации. Поскольку такие данные в большинстве случаев отсутствуют, то в приложении АР приведены удельные объемы сетевой воды в системах теплопотребления в зависимости от расчетной отопительно-вентиляционной тепловой нагрузки, температурного графика, а также от типа установленных нагревательных приборов. Определяемые согласно этому приложению значения объемов для каждого конкретного объекта системы теплопотребления носят условный характер, но для группы потребителей являются достаточно объективными. При этом значения принимаемых объемов систем теплопотребления в большой степени зависят от определения типов нагревательных приборов и их количества (доли) в системах отопления, так как объемы систем теплопотребления при этом могут различаться более чем от трех до пяти раз (например, при одинаковой отопительно-вентиляционной тепловой нагрузке объем систем теплопотребления с чугунными радиаторами высотой 500 мм в три с половиной раза больше объема системы теплопотребления, оборудованной конвекторами). Поэтому при отсутствии достоверных данных по типам нагревательных приборов не следует принимать как максимальные, так и минимальные значения удельных объемов на 1 Гкал/ч (1 ГДж/ч) отопительно-вентиляционной тепловой нагрузки систем теплопотребления. В этом случае допускается принимать усредненные значения удельных объемов воды в пределах от 10 до 12 $м^3$ ч/Гкал. Для промышленных предприятий объем внутренних сетей и систем теплопотребления должен приниматься по исполнительной документации.

Особо следует остановиться на учете в нормируемых ПСВ непроизводственных потерь (утечек) в системах горячего водоснабжения (ГВС), присоединенных по открытой схеме, а также затрат сетевой воды на их заполнение. В НД отсутствуют данные по укрупненному определению внутренних объемов систем ГВС аналогично системам отопления. В то же время объем систем ГВС при открытой схеме ГВС составляет существенную долю объема систем теплопотребления в целом. Без учета этой доли открытые и закрытые системы теплоснабжения по ПСВ ставятся в неравные условия. Поэтому при первичной разработке ЭХ можно оценочно принимать значения удельных объемов систем ГВС при открытой схеме в пределах от 2 до 2,5 $м^3$ ч/Гкал среднечасовой нагрузки (без учета объема трубопроводов внешних сетей ГВС). В дальнейшем эти значения должны быть уточнены по результатам анализа типовых проектов.

АХ.1.6В состав нормируемых эксплуатационных ПСВ помимо указанных ПСВ с нормативной утечкой и на заполнение трубопроводов и систем теплопотребления входят также другие ПСВ, отнесенные к технологическим потерям – потери со сливами сетевой воды из средств автоматического регулирования и защиты (САРЗ) и потери, связанные с проведением плановых (регламентных) эксплуатационных испытаний и промывок. В отличие от ПСВ с утечками и на запол-

нение, нормируемые значения которых установлены НД, значения ПСВ со сливами и на проведение регламентных работ документами не определены. Поэтому при установлении значений этих ПСВ должна использоваться эксплуатационная техническая документация. Для САРЗ значения ПСВ со сливами устанавливаются на основании паспортных данных или технических условий САРЗ, которыми определяется необходимость их работы со сливом сетевой воды, с корректировкой на фактические условия работы устройств. При этом применение САРЗ, работающих со сливом, должно быть обосновано проектными решениями. В число САРЗ включаются устройства, установленные в ТС, насосных станциях и центральных тепловых пунктах (ЦТП). При отсутствии технических данных по количеству сливаемой сетевой воды на отдельные виды САРЗ могут быть использованы эксплуатационные данные при исправной работе этих устройств и обеспечении ими заданных режимов работы. Годовые ПСВ со сливами из САРЗ должны учитываться по числу часов работы отдельных видов устройств в соответствии с их функциональным назначением, в том числе по сезонам работы системы теплоснабжения.

Определение ПСВ при проведении регламентных испытаний на тепловые и гидравлические потери должно осуществляться на основе эксплуатационных данных по затратам сетевой воды исходя из регламентируемой действующими правилами технической эксплуатации периодичности их проведения, а при проведении испытаний на максимальную температуру теплоносителя – на основе эксплуатационной периодичности, установленной техническим руководством ЭСО. При проведении испытаний должны соблюдаться порядок и режимы, определенные соответствующими методическими рекомендациями.

Аналогично должны устанавливаться ПСВ при проведении гидропневматических промывок и дезинфекции (в открытых системах).

Затратами сетевой воды на испытания должны учитываться лишь минимально необходимые для их проведения подготовительные работы и создание режимов самих испытаний. Гидропневматическая промывка и дезинфекция должны проводиться технической и водопроводной водой, затраты сетевой воды должны учитываться только на опорожнение и последующее заполнение промываемых (дезинфицируемых) участков ТС.

Годовые ПСВ, связанные с проведением испытаний, должны учитываться по видам испытаний (промывок), планируемых на предстоящий, как правило летний, период. Ориентировочно можно принять затраты сетевой воды на каждый вид испытаний и каждую промывку в размере 0,5-кратного объема испытываемых (промываемых) в каждом году ТС на балансе энергопредприятия.

В составе ПСВ не предусмотрены затраты сетевой воды при проведении ежегодных гидравлических испытаний на прочность и плотность в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации после ремонта до начала отопительного сезона, а также гидравлических опрессовок. В соответствии со сложившейся практикой опрессовки проводятся дважды в год – после окончания отопительного сезона и после ремонта отдельных участков ТС. При выявлении неплотностей и неисправностей оборудования и трубопроводов помимо возникающих утечек возможно полное или частичное опорожнение участка трубопрово-

дов с повторным испытанием. В ТС с большим сроком эксплуатации ПСВ при гидравлических испытаниях могут быть довольно значительными. В связи с этим допускается учитывать их в эксплуатационных ПСВ в размере 0,5-кратного объема ТС на балансе энергопредприятия.

Все указанные дополнительные ПСВ должны быть утверждены техническим руководством ЭСО как эксплуатационные нормы.

АХ.1.7 Приведенные приложении АР положения могут быть использованы для корректировки сезонных норм утечки в отопительном и летнем сезонах работы ТС при соблюдении среднегодовой нормы утечки. В то же время следует учитывать, что формулы указанного пункта являются приближенными и возможность их применения в условиях работы отдельных конкретных систем, а также получаемые результаты в значительной степени связаны с правильным определением рабочих значений давления не только на выводах источников тепловой энергии, но и по участкам (зонам) ТС с учетом профиля местности.

АХ.1.8 В связи с двойственным характером нормирования ПСВ (в целом по системе теплоснабжения и по ТС на балансе ЭСО) все расчеты ПСВ (часовых, месячных, сезонных и годовых) должны производиться как по отдельным элементам системы теплоснабжения (ТС и системам теплопотребления), так и по их балансовой принадлежности. При этом следует выделять элементы (части элементов), которые оборудованы приборами учета количества сетевой воды на границах балансовой принадлежности, ЦТП, групповых и индивидуальных тепловых пунктах, что должно учитываться при анализе фактических затрат сетевой воды на транспорт тепловой энергии.

Если в системе теплоснабжения имеется несколько источников тепловой энергии, ТС и системы теплопотребления могут группироваться как с «привязкой» их к конкретному источнику тепловой энергии, так и без «привязки» в зависимости от мест расположения источников подпитки системы теплоснабжения.

Потери тепла с нормируемыми ПСВ в ТС на балансе ЭСО должны учитываться при разработке ЭХ по показателю «тепловые потери» или, если разработка осуществлена по приложению АР, скорректированы в соответствии с полученными значениями ПСВ.

АХ.1.9 Одной из основных задач разработки ЭХ по показателю ПСВ является обеспечение возможности проведения сравнительного анализа разработанных нормируемых показателей и фактических ПСВ за прошедший период работы системы теплоснабжения, который должен составлять, как правило, не менее одного месяца. В отличие от показателя «тепловые потери», когда «фактические» потери определяются путем пересчета нормируемых значений тепловых потерь на фактические температурные условия работы ТС за прошедший период, для ПСВ имеется объективный показатель – фактическое количество подпиточной воды, поданной в систему теплоснабжения от источника тепловой энергии (или нескольких источников при их совместной работе на общую СЦТ) за прошедший период. Однако при этом остается неопределенной задача распределения суммарных ПСВ как по отдельным элементам системы теплоснабжения – ТС и системам теплопотребления, так и по балансовой принадлежности ТС ввиду низкой оснащенности СЦТ приборами измерения количества сетевой воды на границах раздела, ЦТП и

индивидуальных тепловых пунктах. В приложении АР приведены алгоритмы, позволяющие с определенной степенью точности осуществлять это распределение ПСВ в соответствии с задачами РД. Алгоритмы основаны на исключении из общих ПСВ известных потерь (по приборным измерениям; установленных по актам), а также нормативных утечек из элементов СЦТ (за исключением элементов с приборами учета) и последующем разделении ПСВ по элементам СЦТ в соответствии с внутренними объемами трубопроводов и систем теплопотребления.

При анализе результатов распределения фактических значений ПСВ по элементам СЦТ и их балансовой принадлежности, сопоставлении с соответствующими нормируемыми значениями ПСВ следует иметь в виду, что фактические и нормируемые значения ПСВ должны быть приведены в сопоставимые условия по значениям объемов ТС и систем теплопотребления, по их балансовой принадлежности, а также другим условиям, для которых были разработаны нормируемые значения ПСВ.

Следует еще раз отметить, что приведенные алгоритмы распределения ПСВ разработаны для анализа эксплуатационных ПСВ. Применение их для коммерческих расчетов должно быть санкционировано органами, имеющими право утверждать тарифы (региональными энергетическими комиссиями, местными органами власти).

АХ.2 Пример составления ЭХ водяной ТС по показателю «потери сетевой воды»

АХ.2.1 Исходные данные

АХ.2.1.1 Источником теплоснабжения является ТЭЦ.

На балансе ЭСО находятся магистральные и часть распределительных водяных ТС, основная часть распределительных и квартальные ТС эксплуатируются муниципальным предприятием, незначительная часть сетей находится на балансе промышленного предприятия.

Присоединенная тепловая нагрузка по договорам составляет 1258 Гкал/ч, в том числе коммунально-бытовая – 1093 Гкал/ч, промышленная – 165; отопительно-вентиляционная – 955, максимальная на ГВС (по закрытой схеме) – 303 Гкал/ч. Отопительно-вентиляционная нагрузка коммунально-бытового сектора составляет 790 Гкал/ч, в том числе отопительная ($Q_{от}$) – 650 и вентиляционная ($Q_{в}$) – 140 Гкал/ч.

Температурный график отпуска тепла, утвержденный АО-энерго: 150/70°С со срезкой 135 и спрямлением для ГВС 75°С. Расчетная температура наружного воздуха минус 30°С.

АХ.2.1.2 Продолжительность отопительного периода – 5808 ч, летнего – 2448 и ремонтного – 504 ч.

АХ.2.1.3 Номенклатура условных и внутренних диаметров трубопроводов участков ТС на балансе ЭСО и их протяженность приведены в приложении АХ.А. Объем трубопроводов ТС составляет 11969 м^3; объем трубопроводов ТС, находящихся на балансе других организаций, равен 10875 м^3.

АХ.2.1.4 В ТС на балансе ЭСО установлено шесть регуляторов давления РД-3М, в ТС других организаций – два аналогичных регулятора.

АХ.2.2 Определение нормируемых эксплуатационных ПСВ

АХ.2.2.1 Нормируемые (расчетные) эксплуатационные ПСВ в целом по системе теплоснабжения состоят из нормируемых технологических потерь и потерь с утечкой по элементам системы теплоснабжения – ТС и системам теплопотребления.

Технологические потери и потери с утечкой в ТС определяются также и в соответствии с их балансовой принадлежностью.

АХ.2.2.2 Технологические потери определяют по отдельным составляющим (затратам на пусковое заполнение после ремонта или на пуск новых сетей и систем теплопотребления, потерям со сливами из средств регулирования и защиты и т.д.) по элементам СЦТ.

Среднегодовая утечка определяется исходя из нормы утечки – 0,25 % среднегодового объема воды в ТС и системах теплопотребления в час (также в соответствии с балансовой принадлежностью). При расчете среднегодового объема сетевой воды в ТС учитывается плановый ремонтный период, в целом по системе теплоснабжения – отключение систем теплопотребления (за исключением систем ГВС по открытой схеме).

АХ.2.2.3 Расчет ПСВ осуществляется на год работы СЦТ с последующим их разделением по отопительному и летнему сезонам, а также по месяцам сезонов в соответствии с числом часов работы в каждом месяце. Потери сетевой воды, связанные с ремонтами и опорожнениями ТС и систем теплопотребления (и последующим заполнением), а также с проведением испытаний, распределяются в соответствии с планируемыми графиками проведения ремонтов по месяцам летнего периода; при отсутствии таких данных на момент разработки они относятся условно к одному или нескольким месяцам летнего периода (при сохранении общей продолжительности ремонта).

Расчет часовых среднемесячных ПСВ с утечкой ($м^3/ч$) производится (при необходимости) исходя из норм утечки по сезонам $g_{ут}^{н.от}$ и $g_{ут}^{н.л}$, определяемых по формулам (АР.7) и (АР.8) приложения АР.

АХ.2.2.4 Результаты расчета ПСВ могут быть представлены в виде графика месячных ПСВ.

По уточненным месячным значениям ПСВ корректируется соответствующая составляющая ЭХ по показателю «тепловые потери», если указанная ЭХ разрабатывалась с учетом только нормативной утечки.

АХ.2.3 Расчет нормируемых ПСВ

АХ.2.3.1 Расчетные (нормируемые) годовые ПСВ в ТС (системе теплоснабжения) $G_{ПСВ}^{р}$ ($м^3$/год) определяют по формуле (АР.1) приложения АР:

$$G_{ПСВ}^{р} = G_{п.п}^{р} + G_{п.а}^{р} + G_{п.и}^{р} + G_{ут}^{н}.$$

АХ.2.3.2 Объемы (емкость) трубопроводов ТС и внутренних систем теплопотребления абонентов, присоединенных к теплоисточнику, определяются следующим образом.

Объем трубопроводов ТС на балансе ЭСО определен в соответствии с данными, приведенными в таблице АХ.А.1 составляет $V_{эте} = 11969$ $м^3$.

Объем трубопроводов ТС на балансе других организаций (городских ТС) составляет $V_{гтс} = 10875$ м^3.

Сведения о внутреннем объеме (емкости) трубопроводов систем теплопотребления потребителей отсутствуют, поэтому в данном случае этот объем определяется ориентировочно исходя из присоединенной договорной отопительно-вентиляционной нагрузки. Так, нагрузка на отопление для жилищно-коммунального сектора ($Q_{от}$) составляет 650 Гкал/ч. В рассматриваемых системах теплопотребления применяются такие отопительные приборы, как радиаторы чугунные и стальные высотой 500 мм (в равных пропорциях). Удельный объем воды на 1 Гкал/ч расчетной отопительной нагрузки для указанного теплопотребляющего оборудования ($V_{уд}^{от}$ $V_{уд}^{от}$) при температурном перепаде в системе 95-70°С (после элеватора) согласно приложению АР.А.2 приложения АР составляет 15,6 м^3 ч/Гкал (среднее арифметическое между 19,5 м^3 ч/Гкал для чугунных радиаторов и 11,7 м^3 ч/Гкал – для стальных).

Вентиляционная нагрузка жилищно-коммунального сектора ($Q_в$) составляет 140 Гкал/ч. По данным приложения АР.Б приложения АР удельный объем калориферных агрегатов ($V_{уд}^{в}$ $V_{уд}^{в}$) при температурном перепаде 150-70°С (в данном случае перепад соответствует температурному графику отпуска тепла) составляет 5,5 м^3 ч/Гкал.

Внутренний объем систем теплопотребления промышленного сектора по исполнительной документации ($V_{с.т}^{пром}$) составляет 3948 м^3.

Таким образом, суммарный внутренний объем систем теплопотребления, присоединенных к источнику тепловой энергии, ($V_{с.т}$) составляет

$$V_{с.т} = V_{уд}^{от}Q_{от}+V_{уд}^{в}Q_{в}+V_{с.т}^{пром} = 15{,}6 \cdot 650 + 5{,}5 \cdot 140 + 3948 = 14858 \text{ м}^3.$$

Распределение объемов трубопроводов ТС и систем теплопотребления как по балансовой принадлежности, так и по признаку оснащенности приборами учета приведены в таблице АХ.А.Б.

АХ.2.3.3 Продолжительность отопительного сезона по СНиП 23-01-99* [7] для рассматриваемого объекта $n_{от} = 5808$ ч.

Установленная продолжительность ремонтного периода $n_{рем} = 504$ ч.

Продолжительность летнего сезона составляет:

$n_л = 8760 - 5808 - 504 = 2448$ ч.

Продолжительность работы СЦТ в течение года составляет:

$n_{год} = n_{от} + n_л + n_{рем} = 5808 + 2448 + 504 = 8760$ ч.

АХ.2.3.4 Нормативные ПСВ $G_{п.п}^{р}$ $G_{п.п}^{р}$ (м^3/год), связанные с пуском ТС и систем теплопотребления после ежегодных плановых ремонтов (затраты на опорожнение сетей и систем, ремонт, заполнение, пусковую регулировку и т.п.), определяются исходя из 1,5-кратного объема ТС и систем теплопотребления:

$$G_{п.п}^{р} = 1{,}5\ (V_{этс} + V_{гтс} + V_{с.т}) = 1{,}5\ (11969 + 10875 + 14858) = 56553 \text{ м}^3\text{/год}.$$

Доля этого вида ПСВ, приходящаяся на ТС ЭОС, составляет:

$$G_{п.п}^{р.э} = 1{,}5 \cdot 11969 = 17954 \text{ м}^3\text{/год}.$$

АХ.2.3.5 Потери сетевой воды со сливами из САРЗ определяют по формуле (АР.2) приложения АР:

$$G^{р}_{п.а} = \Sigma (g\, N\, n),$$

где g - принимается согласно паспортам равным 0,03 м^3/ч.

Количество регуляторов РД-3М в ТС на балансе АО-энерго – 6 шт., в муниципальных ТС число аналогичных регуляторов – 2 шт. Продолжительность работы САРЗ в году соответствует продолжительности отопительного сезона – 5808 ч.

Таким образом, расчетные ПСВ со сливами из САРЗ составляют:

- для ТС на балансе АО-энерго

$G^{р.э}_{п.а} = 0{,}03 \cdot 6 \cdot 5808 = 1045$ м^3/год.

- для городских (муниципальных) ТС

$G^{р.г}_{п.а} = 0{,}03 \cdot 2 \cdot 5808 = 348$ м^3/год.

- годовые по СЦТ в целом

$G^{р}_{п.а} = 1045 + 348 = 1393$ м^3/год.

АХ.2.3.6 Расчетные годовые ПСВ на проведение плановых эксплуатационных испытаний принимаются в размере 0,5-кратного суммарного объема трубопроводов ТС и систем теплопотребления и составляют

$G^{р}_{п.и} = 0{,}5\,(V_{эте} + V_{гте} + V_{с.т}) = 0{,}5\,(11969 + 10875 + 14858) = 18851$ м^3/год.

Доля этого вида ПСВ, приходящаяся на ТС ЭСО, составляет

$G^{р}_{п.и} = 0{,}5 \cdot 11969 = 5985$ м^3/год.

АХ.2.3.7 Значение объема сетевой воды в трубопроводах ТС и систем теплопотребления в отопительном сезоне ($V^{от}$), когда в работе находятся все сети и системы от рассматриваемого источника тепловой энергии, определяют по формуле (АР.5) приложения АР

$$V^{от} = V^{от}_{эте} + V^{от}_{гте} + V^{от}_{с.т} = 11969 + 10875 + 14858 = 37702 \text{ м}^3$$

Системы теплопотребления в летнее время в данном случае не работают, поэтому объем сетевой воды в трубопроводах ТС в летний период ($V^{л}$) определяют по формуле (АР.6) приложения АР:

$$V^{л} = V^{л}_{эте} + V^{л}_{гте} = 11969 + 10875 = 22844 \text{ м}^3.$$

Среднегодовой объем сетевой воды $V^{ср.г}$ (м^3), определяют по формуле (АР.4) приложения АР:

$$V^{ср.г} = \frac{V^{от} n_{от} + V^{л} n_{л}}{n_{год}},$$

где $n_{год}$ - календарное число часов работы ТС в году, ч.

$$V^{ср.г} = \frac{37702 \cdot 5808 + 22844 \cdot 2448}{8760} = 31381 \text{ м}^3$$

АХ.2.3.8 Годовые расчетные (нормативные) ПСВ с нормативной утечкой $G^{н}_{ут}$ (м^3) определяются исходя из нормы утечки в размере 0,25 % среднегодового объема сетевой воды в трубопроводах ТС и системах теплопотребления по формуле (АР.3) приложения АР:

$$G^{н}_{ут} = \frac{a V^{ср.г} n_{год}}{100} = g^{н.г}_{ут} n_{год},$$

где $g^{н.г}_{ут}$ - среднегодовая норма ПСВ с утечкой, м^3/ч, составляющая

$$g_{ут}^{н.г} = \frac{aV^{ср.г}}{100} = \frac{0,25 \cdot 31381}{100} = 78,4525 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Годовые расчетные (нормативные) ПСВ с нормативной утечкой из ТС и систем теплопотребления от рассматриваемого источника тепловой энергии $G_{ут}^{н}$ ($м^3$) составляют

$$G_{ут}^{н} = \frac{0,25 \cdot 31381}{100} 8760 = 78,4525 \cdot 8760 = 687244 \text{ м}^3$$

Сезонные часовые нормы утечки определяют по формулам (АР.7) и (АР.8) приложения АР.

Для отопительного сезона норма утечки $g_{ут}^{н.от}$ $g_{ут}^{н.от}$ ($м^3$/ч) составляет

$$g_{ут}^{н.от} = \frac{aV^{от}}{100} \cdot \frac{n_{от}}{n_{год}} = \frac{0,25 \cdot 37702}{100} \cdot \frac{5808}{8760} = 62,4924 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Для летнего периода норма утечки $g_{ут}^{н.л}$ $g_{ут}^{н.л}$ ($м^3$/ч) составляет

$$g_{ут}^{н.л} = \frac{aV^{л}}{100} \cdot \frac{n_{л}}{n_{год}} = \frac{0,25 \cdot 22844}{100} \cdot \frac{2448}{8760} = 15.96 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Нормативные ПСВ с нормируемой утечкой за отопительный и летний сезоны составляют:

$$G_{ут}^{н.от} = g_{ут}^{н.от} n_{год} = 62,4924 \cdot 8760 = 547434 \text{ м}^3;$$

$$G_{ут}^{н.л} = g_{ут}^{н.л} n_{год} = 15,96 \cdot 8760 = 139810 \text{ м}^3.$$

Нормативные ПСВ с нормативной утечкой за год и по сезонам работы ТС, приходящиеся на сети ДЗО(ТГК), составляет:

$$G_{ут}^{н.э.г} = \frac{aV_{этс}^{ср} n_{год}}{100};$$

$$V_{этс}^{ср.г} = \frac{V_{этс}^{от} n_{от} + V_{этс}^{л} n_{л}}{n_{год}} = \frac{11969 \cdot 5808 + 11969 \cdot 2448}{8760} = 11280,37 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$G_{ут}^{н.э.г} = \frac{0,25 \cdot 11280,37 \cdot 8760}{100} = 247040 \text{ м}^3/\text{сезон};$$

$$G_{ут}^{н.э.от} = \frac{aV_{этс}^{от} n_{от}}{100} = \frac{0,25 \cdot 11969 \cdot 5808}{100} = 173790 \text{ м}^3/\text{сезон};$$

$$G_{ут}^{н.э.л} = G_{ут}^{н.э.г} - G_{ут}^{н.э.от} = 247040 - 173790 = 73250 \text{ м}^3/\text{сезон}.$$

АХ.2.3.9 Суммарные годовые расчетные (нормативные) ПСВ для системы теплоснабжения от рассматриваемого источника тепловой энергии в целом составляют $G_{ПСВ}^{р} = 764041$ $м^3$/год (таблицы АХ.А.3 и АХ.А.4).

В отопительном сезоне нормативные ПСВ равны сумме ПСВ с утечкой и затрат со сливами из САРЗ и составляют $G_{ПСВ}^{р.от} = 548834$ $м^3$/сезон.

В летнем периоде нормативные ПСВ складываются из затрат воды на пусковое заполнение, испытания и потерь воды с утечкой, и составляют $G_{ПСВ}^{р.л} = 215207$ $м^3$/сезон.

АХ.2.3.10 Нормативные месячные ПСВ для отопительного сезона определяются путем пересчета суммарных сезонных ПСВ по числу часов работы в каждом месяце, в том числе и в переходных месяцах по числу часов работы в отопительном периоде, по формуле:

$$G_{ПСВ}^{р.м.от} = G_{ПСВ}^{р.от} \cdot \frac{n_м}{n_{от}}.$$

Для укрупненных расчетов нормативных месячных ПСВ в летнем сезоне также может быть использована вышеприведенная формула. Однако, если известно (или предварительно намечено) распределение числа работы сетей (или нахождения в ремонте) в каждом месяце, то распределение ПСВ по месяцам летнего периода должно осуществляться по составляющим в соответствии с принятым числом часов работы (нахождения в ремонте).

В мае и сентябре половина месяца приходится на отопительный сезон, другая половина – на летний. На летний сезон в каждом из этих месяцев приходится по 372 ч.

Результаты расчета нормативных месячных ПСВ в целом СЦТ приведены в таблицах АХ.А.3 и АХ.А.4.

АХ.2.3.11 Суммарные потери сетевой воды, приходящиеся на ТС, принадлежащие АО-энерго, составляют:

- в целом за год работы ТС на балансе ЭСО:

$G_{ПСВ}^{т.с.э} = 17954 + 1045 + 5985 + 247040 = 272024$ м^3/год;

- за отопительный сезон:

$G_{ПСВ}^{т.с.э.от} = 1045 + 173790 = 174835$ м^3/сезон;

- за летний период:

$G_{ПСВ}^{т.с.э.л} = 17954 + 5985 + 73250 = 97189$ м^3/сезон;

- за январь (пример):

$G_{ПСВ}^{т.с.э.янв} = 174835 \cdot 744/5808 = 22396$ м^3/мес.

Результаты расчетов месячных нормативных ПСВ в ТС на балансе ЭСО приведены в таблицах АХ.А.3 и АХ.А.4.

АХ.2.4 Определение фактических эксплуатационных ПСВ и сопоставление их с расчетными (нормативными)

АХ.2.4.1 Фактические эксплуатационные ПСВ по системе теплоснабжения в целом за принятый отчетный период (в данном случае январь), т/мес, определяют по формуле (АР.13) приложения АР:

$$G_{ПСВ} = G_т^ф + G_{ут}^ф + G_{ГВС}^ф.$$

В данной формуле показатель $G_{ГВС}^ф$ $G_{ГВС}^ф$ – это количество сетевой воды, израсходованное потребителями на нужды ГВС при открытой системе теплоснабжения. Так как в рассматриваемой СЦТ схема ГВС закрытая, то указанный показатель в дальнейших расчетах не участвует.

АХ.2.4.2 Фактические технологические ПСВ на технологические нужды $G_т^ф$ (т/мес) складываются из технологических ПСВ на заполнение сетей и систем, подготовку к испытаниям и т.п., технологических ПСВ на проведение технологи-

ческих операций $G_т^{у.а}$ (т/мес) и технологических ПСВ со сливами из САРЗ, $G_т^{у.р}$ (т/мес) рассчитываются по формуле (АР.14) приложения АР :

$$G_т^{ф}=G_т^{у.а}+G_т^{у.р}$$

Технологические ПСВ $G_т^{у.а}$ учитываются по актам. Как правило, данные ПСВ имеют место в месяцы летнего периода, поэтому для января, рассматриваемого в настоящем случае, они равны нулю.

Расчетные ПСВ со сливами из САРЗ $G_т^{у.р}$ учитываются по разработанным технологическим нормативам и составляют в январе $G_т^{у.р}$ = 179 т/мес.

Примечание – Здесь и далее условно принимается, что 1 т сетевой воды равна 1 м^3 без учета плотности воды.

Для ТС на балансе ЭСО, имеющих 6 регуляторов РД-3М, $G_{э.т}^{у.р}$ = 134 т/мес.

Таким образом, фактические технологические ПСВ за январь равны ПСВ со сливами из САРЗ и составляют

$$G_т^{ф} = 0 + 179 = 179 \text{ т/мес.}$$

АХ.2.4.3 Фактические ПСВ с утечкой $G_{ут}^{ф}$ (т/мес) определяют по формуле (АР.15) приложения АР:

$$G_{ут}^{ф}=G_{ут}^{у.а}+G_{ут}^{у.н}+G_{ут}^{н.у}.$$

Потери сетевой воды с утечкой, не относящиеся к технологическим, $G_{ут}^{у.а}$ (т/мес) учитываются по актам, составляемым при выявлении несанкционированных разборов сетевой воды, повреждениях ТС и систем и т.п. Так, в январе в рассматриваемой СЦТ произошел один технологический отказ ТС, вызванный повреждением подающего трубопровода из-за наружной коррозии. Утечки сетевой воды непосредственно при повреждении, а также затраты при опорожнении участка ТС для проведения ремонта и последующем заполнении составили по акту 500 т/мес. Поврежденный участок ТС состоит на балансе ЭСО, поэтому указанные ПСВ для этого предприятия составляют $G_{ут.э}^{у.а}$ = 500 т/мес.

В то же время тепловой инспекцией были выявлены не предусмотренные договорами разборы сетевой воды в системах теплопотребления. В январе по актам эти затраты составили 150 т/мес.

Таким образом, ПСВ при выявлении утечек, не относящихся к технологическим, составляют

$$G_{ут}^{у.а} = 500 + 150 = 650 \text{ т/мес.}$$

Потери сетевой воды с нормативной утечкой из элементов системы теплоснабжения $G_{ут}^{у.н}$ (т/мес) составляют в январе (см. таблицу АХ.А3 настоящих Рекомендаций)

$$G_{ут}^{у.н} = 70135 \text{ т/мес.}$$

Для ТС на балансе ЭСО

$$G_{ут.э}^{у.н} = 22271 \text{ т/мес.}$$

АХ.2.4.4 Потери сетевой воды с утечкой, не установленной по месту и количественно, а также вследствие неточности измерения количества отпущенной и

потребленной сетевой воды $G_{ут}^{н.у}$ (т/мес) определяются из уравнения водного баланса для закрытой системы теплоснабжения по формуле (АР.16) приложения АР

$$G_{ут}^{н.у} = G_{ПСВ} - (G_{т}^{у.а} + G_{т}^{у.р}) - (G_{ут}^{у.а} + G_{ут}^{у.н}) - G_{пр}$$

Количество сетевой воды, израсходованной потребителями с приборами учета, включающее все виды ПСВ в ТС и системах теплопотребления этих абонентов, $G_{пр}$ составляет в январе по данным приборов учета количества сетевой воды $G_{пр}$ = 11500 т/мес.

Потери сетевой воды в январе, определенные по приборам учета расхода подпиточной воды на источнике тепловой энергии, составляют

$$G_{ПСВ} = 82650 \text{ т/мес.}$$

Таким образом, неустановленные ПСВ в январе составляют

$$G_{ут}^{н.у} = 82650 - (0 + 179) - (650 + 70135) - 11500 = 186 \text{ т/мес,}$$

т.е. неустановленные потери в январе составляют 0,23 % месячного значения подпитки сетевой воды. Это можно отнести к суммарной погрешности приборов учета и распределить по балансовой принадлежности элементов системы теплоснабжения пропорционально соответствующим внутренним объемам ТС и систем теплопотребления по формуле (АР.17) приложения АР:

$$G_{ут}^{н.у.эл} = \frac{G_{ут}^{н.у}}{\Sigma V_{эл}} \cdot V_{эл}.$$

Так, к примеру, для ЭСО доля неустановленных ПСВ составляет

$$G_{ут.э}^{н.у} = \frac{G_{ут}^{н.у}}{\Sigma V_{эл}} \cdot V_{э.т.с} = 186/37707 \cdot 11974 = 59 \text{ т/мес.}$$

Доля суммарных фактических ПСВ, приходящаяся на ТС ЭСО, составляет в январе

$$G_{ПСВ}^{э} = G_{э.т}^{у.р} + G_{ут.э}^{у.а} + G_{ут.э}^{у.н} + G_{ут.э}^{н.у} = 134 + 500 + 22271 + 59 = 22964 \text{ т/мес.}$$

Приложение АХ.А
(рекомендуемое)
Рекомендуемые формы представления расчета ПСВ

Таблица АХ.А.1 – Характеристика водяной ТС на балансе ЭСО

Участок ТС	Диаметр трубопровода		Длина трубопроводов в двухтрубном исчислении L, м	Объем трубопроводов V, м^3
	условный D_y, м	внутренний $d_{вн}$, м		
Магистраль № 1				
ГЭЦ÷ТК-1	0,900	0,902	1092	1396
ТК-1÷ТК-2	0,700	0,704	671	522
ТК-2÷ТК-3	0,500	0,515	381	158
Всего по магистрали № 1			2144	2076
Магистраль № 2				
ТК-1÷ТК-4	0,900	0,902	88	112
ТК-4÷ТК-6	0,700	0,704	4108	3198
ГК-6÷ТК-7	0,600	0,614	1297	768
Всего по магистрали № 2			5493	4078
Магистраль № 3				
ТЭЦ÷ТК-9	0,700	0,704	545	424
ТК-9÷ТК-10	0,700	0,704	4036	3142
ТК-10÷ТК-11	0,500	0,515	1929	804
Всего по магистрали № 3			6510	4370
Магистраль № 4				
ТЭЦ÷ТК-12	0,500	0,515	3085	1285
Всего по магистрали № 4			3085	1285
Магистраль № 5				
ТЭЦ÷ТК-13	0,300	0,309	90	14
ТК-13÷ТК-14	0,300	0,309	283	42
ТК-14÷ТК-15	0,250	0,259	400	42
ТК-15÷ТК-16	0,200	0,207	250	17
ТК-16÷ТК-17	0,200	0,207	646	43
Всего по магистрали № 5			1669	158
Всего по ТС			18901	11969

Таблица АХ.А.2 – Объем ($м^3$) трубопроводов ТС и систем теплопотребления, распределенный по границам раздела балансовой принадлежности

Трубопроводы и оборудование ТС на балансе организаций						Системы теплопотребления			Всего по системе теплоснабжения
энергосберегающей	других				Всего по ТС	С приборами учета количества сетевой воды	Без приборов учета количества сетевой воды	Итого	
	с приборами учета на границе раздела	без приборов учета на границе раздела	между границами раздела и местом установки приборов учета	Итого					
11969	1631	8700	544	10875	22844	4457	10401	14858	37702

Таблица АХ.А.3 – Расчетные нормативные месячные и годовые ПСВ ($м^3$) по балансовой принадлежности

Период, продолжительность работы ТС, ч	Тепловые сети на балансе											Системы теплопотребления				Всего по системе теплоснабжения
	ЭСО					других организаций					Итого по ТС					
	С нормативной утечкой	Пусковое заполнение	Регламентные испытания	Сливы из САРЗ	Итого	С нормативной утечкой	Пусковое заполнение	Регламентные испытания	Сливы из САРЗ	Итого		С нормативной утечкой	Пусковое заполнение	Регламентные испытания	Итого	
Январь, 744	22262	-	-	134	22396	20228	-	-	45	20275	42671	27634	-	-	27634	70305
Февраль, 672	20108	-	-	121	20229	18270	-	-	40	18317	38546	24961	-	-	24962	63507
Март, 744	22262	-	-	134	22396	20228	-	-	45	20275	42671	27634	-	-	27634	70305
Апрель, 720	21547	-	-	130	21677	19575	-	-	43	19618	41295	26745	-	-	26744	68040
Май, 744*	25901	-	-	66	25967	23533	-	-	22	23555	49522	13817	-	-	13817	63340
Июнь, 552**	13934	5985	1995	-	21914	12661	5438	1813	-	19912	41826	-	7428	2476	9904	51730
Июль, 576**	14881	5985	1995	-	22861	13526	5438	1813	-	20777	43638	-	7428	2476	9904	53542
Август, 576**	14881	5984	1995	-	22861	13526	5438	1813	-	20777	43638	-	7428	2476	9904	53542
Сентябрь, 720***	25191	-	-	62	25253	22880	-	-	20	22900	48153	12927	-	-	12927	61080
Октябрь, 744	22262	-	-	134	22396	20228	-	-	45	20274	42670	27635	-	-	27635	70305
Ноябрь, 720	21548	-	-	130	21678	19575	-	-	43	19618	41296	26744	-	-	26744	68040
Декабрь, 744	22262	-	-	134	22396	20228	-	-	45	20275	42671	27634	-	-	27634	70305
ОС, 5808	173790	-	-	1045	174835	157911	-	-	348	158267	333102	215732	-	-	215732	548834
ЛС, 2448	73250	17954	5985	-	97189	66561	16314	5439	-	88306	185495	-	22284	7428	29712	215207
ОС + ЛС, 8256	247040	17954	5985	1045	272024	224472	16314	5439	348	246573	518597	215732	22284	7428	245444	764041

Примечания:

1 Принято, что в летние месяцы ТС выводятся в ремонт отдельными участками, примерно равными по объему, поэтому затраты сетевой воды на пусковое заполнение в таблице условно распределены в равных долях.

2 В первой графе «ОС» – отопительный сезон, «ЛС» – летний сезон.

* В мае 372 ч относится к отопительному сезону и столько же - к летнему.

** За вычетом условного ремонтного периода - 168 ч.

*** В сентябре 348 ч относится к отопительному сезону, а 372 ч - к летнему.

Таблица АХ.А.4 – Расчетные нормативные месячные и годовые ПСВ ($м^3$), распределенные по балансовой принадлежности и оснащенности приборами учета

Период и время работы ТС, ч	Трубопроводы и оборудование ТС на балансе						Системы теплопотребления			Всего по системе теплоснабжения
	ЭСО	других организаций				Всего по ТС	С приборами учета количества сетевой воды	Без приборов учета количества сетевой воды	Итого	
		с приборами учета на границе раздела	без приборов учета на границе раздела	между границами раздела и местом установки приборов учета	Итого					
Январь, 744	22396	3034	16184	1057	20275	42671	8288	19346	27634	70305
Февраль, 672	20229	2740	14623	954	18317	38546	7487	17474	24961	63507
Март, 744	22396	3034	16184	1057	20275	42671	8288	19346	27634	70305
Апрель, 720	21677	2936	15660	1022	19618	41295	8023	18722	26745	68040
Май, 744	25967	3529	18826	1200	23555	49522	4145	9673	13818	63340
Июнь, 552	21914	2986	15930	996	19912	41826	2970	6934	9904	51730
Июль, 576	22861	3116	16622	1039	20777	43638	2970	6934	9904	53542
Август, 576	22861	3116	16622	1039	20777	43638	2970	6934	9904	53542
Сентябрь 720	25253	3431	18304	1165	22900	48153	3878	9049	12927	61080
Октябрь, 744	22396	3034	16183	1057	20274	42670	8289	19346	27635	70305
Ноябрь, 720	21678	2936	15660	1022	19618	41296	8022	18722	26744	68040
Декабрь, 744	22396	3034	16184	1057	20275	42671	8288	19346	27634	70305
ОС, 5808	174835	23682	126338	8247	158267	333102	64709	151023	215732	548834
ЛС, 2448	97189	13244	70644	4418	88306	185495	8909	20803	29712	215207
ОС + ЛС, 8256	272024	36926	196982	12665	246573	518597	73618	171826	245444	764041

Приложение АЦ
(рекомендуемое)
Методические рекомендации по определению нормативной режимной характеристики систем теплоснабжения по показателю «удельный расход сетевой воды в системах теплоснабжения» и пример ее расчета

АЦ.1 Перечень обозначений

В настоящем Приложении приняты следующие сокращения и обозначения:

АЦ.1.1 Принятые сокращения:

В – вентиляция;

ВН – внутренний;

ВП – водоподогреватель;

ВПУ – водоподогревательная установка;

ВР – водоразбор;

ВХ – вход;

ВЫХ – выход;

ГВ – горячее водоснабжение;

ГОР – горячий;

ГР – греющая;

З – закрытый;

И – излом;

ИСП – испытание;

ИТП – индивидуальный тепловой пункт, обеспечивающий тепловой энергией одного потребителя;

К – качественный;

Н – нормативное значение величины;

НА – неавтоматизированный;

НАГР – нагреваемая;

НАДЗ – надземный;

НВ – наружный воздух;

НеЗ – независимая схема присоединения;

НеП – непосредственная схема присоединения;

НОМ – номинальный;

НС – насосная станция;

О – обратный;

ОК – окончательное значение величины;

ОТ – отопление;

ОЦ – оценочное значение величины;

ОЧ – открытая часть;

П – подающая линия;

ПАР – параллельная;

ПОДП – подпитка;

ПОС – последовательная;

ПР – протекание;

Р – расчетный;

РР – регулятор постоянства расхода сетевой воды на тепловой пункт;

РТ – регулятор постоянства температуры нагретой сетевой воды на входе в СГВ;

С – срезка;

СГВ – система горячего водоснабжения;

СР – средний;

СМШ – смешанная;

СР.Г – среднегодовой;

СР.Н – средненедельный;

СТ – система теплоснабжения;

ТП – тепловые потери;

ТС – тепловая сеть;

УТ – утечка;

Х – характерный;

ХВ – холодная вода;

ХОЛ – холодный;

Ц – циркуляция;

ЦТП – центральный тепловой пункт, обеспечивающий тепловой энергией двух потребителей и более;

Э – электродвигатель;

ЭСО – энергоснабжающая организация.

АЦ.1.2 Расход тепловой энергии в исходных данных по совокупности потребителей, Гкал/ч:

$\sum\left(Q_{ОТ.В}^{Р}\right)_{НЕП}^{ИТП}$, $\sum\left(Q_{ОТ.В}^{Р}\right)_{НЕП}^{ЦТП}$ и $\sum\left(Q_{ОТ.В}^{Р}\right)_{НЕП}$ – расчетный на отопление и вентиляцию при непосредственной схеме присоединения этих систем в ИТП и ЦТП и общая сумма расходов при этих схемах тепловых пунктов;

$\sum\left(Q_{ОТ.В}^{Р}\right)_{НЕЗ}^{ИТП}$, $\sum\left(Q_{ОТ.В}^{Р}\right)_{НЕЗ}^{ЦТП}$ и $\sum\left(Q_{ОТ.В}^{Р}\right)_{НЕЗ}$ – расчетный на отопление и вентиляцию при независимой схеме присоединения этих систем в ИТП и ЦТП и общая сумма расходов при этих схемах тепловых пунктов;

$\sum\left(Q_{ОТ.В}^{Р}\right)$ – расчетный на отопление и вентиляцию при всех схемах присоединения этих систем:

$$\sum\left(Q_{ОТ.В}^{Р}\right)=\sum\left(Q_{ОТ.В}^{Р}\right)_{НЕП}+\sum\left(Q_{ОТ.В}^{Р}\right)_{НЕЗ}$$

$\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП.А}$ и $\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП.НА}$ – средненедельный на горячее водоснабжение при автоматизированных и неавтоматизированных СГВ без циркуляции воды в них, присоединенных посредством водоподогревателей в ИТП и ЦТП;

$\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП.АЦ}^{ИТП}$, $\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП.АЦ}^{ЦТП}$, $\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП.НАЦ.}^{ИТП}$ и $\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП.НАЦ.}^{ЦТП}$ – средненедельный на горячее водоснабжение при автоматизированных и неавтоматизированных СГВ с циркуляцией воды в них, присоединенных посредством водоподогревателей в ИТП и ЦТП;

$\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП}$ – средненедельный на горячее водоснабжение при всех СГВ, присоединенных посредством водоподогревателей:

$$\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП}=\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП.А}+\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП.НА}+\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП.А.Ц}^{ИТП}+$$

$$+\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП.А.Ц}^{ЦТП}+\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП.НА.Ц}^{ИТП}+\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП.НА.Ц}^{ЦТП}$$

$\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВП.А}^{ИТП}$, $\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВП.А}^{ЦТП}$, $\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВП.НА.}^{ИТП}$, $\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВП.НА.}^{ЦТП}$ – расчетный на циркуляцию воды в автоматизированных и неавтоматизированных СГВ, присоединенных посредством водоподогревателей в ИТП или ЦТП;

$\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВП}$ – расчетный на циркуляцию воды во всех СГВ, присоединенных посредством водоподогревателей:

$$\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВП}=\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВП.А}^{ИТП}+\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВП.А}^{ЦТП}+\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВП.НА}^{ИТП}+\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВП.НА}^{ЦТП};$$

$\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВР.А}$ и $\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВР.НА}$ – средненедельный на горячее водоснабжение при автоматизированных, и неавтоматизированных СГВ без циркуляции воды в них, присоединенных по схеме непосредственного водоразбора;

$\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВР.А.Ц}$ и $\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВР.НА.Ц}$ – средненедельный на горячее водоснабжение при автоматизированных и неавтоматизированных СГВ с циркуляцией воды в них, присоединенных по схеме непосредственного водоразбора;

$\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВР}$ – средненедельный на горячее водоснабжение при всех СГВ с непосредственным водоразбором:

$$\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВР}=\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВР.А}+\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВР.НА}+\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВР.А.Ц}+\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВР.НА.Ц}$$

$\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВР.А}$ и $\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВР.НА}$ – расчетный на циркуляцию в автоматизированных и неавтоматизированных СГВ при непосредственном водоразборе;

$\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВР}$ $\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВР}$ – расчетный на циркуляцию во всех СГВ при непосредственном водоразборе:

$$\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВР}=\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВР.А}+\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВР.НА}$$

АЦ.1.3 Температура наружного воздуха, °С:

$t_{НВ}$ и $t_{НВ.Х}$ – произвольная и характерная;

$t_{НВ.И}$ и $t_{НВ.С}$ – в точке излома (спрямления) и в точке срезки температурного графика сетевой воды в подающей линии, заданного ЭСО;

$t_{НВ.Р}$ – расчетная для отопления;

$t_{ВН}$ – нормативная температура воздуха внутри помещений.

АЦ.1.4 Стандартная температура сетевой и водопроводной воды, °С:

$t_{1Р}$, $t_{2Р}$ и $t_{3Р}$ – номинальная расчетная в подающей линии тепловой сети и в подающей и обратной линиях систем отопления по графику качественного регулирования (при расчетной температуре наружного воздуха для отопления);

$t_{1К}$, $t_{2К}$ и $t_{3К}$ – текущая в подающей линии тепловой сети и в подающей и обратной линиях систем отопления по графику качественного регулирования;

$t_{1И}$, $t_{2И}$ и $t_{3И}$ – в точке излома графика качественного регулирования в подающей линии тепловой сети и в подающей и обратной линиях систем отопления;

$\Delta t^{P}_{OT.B}$ – номинальный расчетный перепад температур сетевой воды в системе теплоснабжения (до и после систем отопления) по графику качественного регулирования (при расчетной температуре наружного воздуха для отопления);

$t^{\Phi}_{2OT.B}$ – фактическая в обратной линии систем отопления (вентиляции) в условиях отклонений температуры сетевой воды в подающей линии от графика качественного регулирования и расхода сетевой воды от расчетного;

t_{1ip}, t_{2ip}, t_{3ip} – номинальная расчетная в подающей линии второго контура (за отопительным подогревателем) и в подающей и обратной линиях систем отопления при независимом их присоединении (при расчетной температуре наружного воздуха для отопления);

$t^{P}_{ГВ}$ и $t^{CP}_{ГВ}$ – расчетная на входе в системы горячего водоснабжения и средняя в них (в закрытой части системы теплоснабжения – температуры водопроводной воды, в открытой части системы – температуры сетевой воды);

$t^{CP}_{ГВ.НА.П}$, $t^{CP}_{ГВ.НА.О}$ – средняя при отборе воды только из подающей или только из обратной линий в СГВ при неавтоматизированном непосредственном водоразборе;

t_{XB} – нормативная холодной водопроводной воды (t_X = 5 °С);

$\Delta t^{P}_{Ц}$ – расчетный нормативный перепад температур циркуляционной воды в СГВ ($\Delta t^{P}_{Ц}$ = 10°С).

АЦ.1.5 Введенная температура сетевой воды, °С:

$t_{1\Sigma}$, $t_{2\Sigma}$, Δt_{Σ} – в подающей и обратной линиях совокупности потребителей и их разность;

$t_{1СТ}$, $t_{2СТ}$, $\Delta t_{СТ}$ – в подающей и обратной линиях системы теплоснабжения и их разность;

$\Delta t_{ТП1}$, $\Delta t_{ТП2}$ и $\Delta t_{ТП}$ – средние значения понижения температуры сетевой воды в подающей и обратной линиях тепловой сети системы теплоснабжения за счет тепловых потерь через теплоизоляционную конструкцию трубопроводов и общая сумма этих значений.

АЦ.1.6 Расход сетевой воды у совокупности потребителей, м^3/ч:

$G_{1\Sigma}$ и $G_{2\Sigma}$ – в подающей и обратной линиях;

$G_{ВР.А.П}$ и $G_{ВР.НА.П}$ – на автоматизированный и неавтоматизированный непосредственный водоразбор из подающей линии;

$G_{ПР}$ – протекающий через системы теплопотребления без потерь;

$G_{ВПУ.А}$ и $G_{ВПУ.НА}$ – на автоматизированные и неавтоматизированные водоподогревательные установки горячего водоснабжения;

$G_{ВР.А}$ и $G_{ВР.НА}$ – на автоматизированный и неавтоматизированный непосредственный водоразбор;

$\left(G^{СР.Н}_{ГВ}\right)_{ВР.А.Ц}$ – средненедельный на горячее водоснабжение в СГВ с циркуляцией воды при автоматизированном непосредственном водоразборе;

$\left(G^{P}_{Ц}\right)_{ВР.А}$ – расчетный на циркуляцию в СГВ при автоматизированном непосредственном водоразборе.

АЦ.1.7 Расход сетевой воды в системе теплоснабжения, м^3/ч:

$G_{1ТС}$ и $G_{2ТС}$ – в подающей и обратной линиях тепловой сети;

$G_{1СТ}$ и $G_{2СТ}$ – в подающей и обратной линиях системы теплоснабжения (у источников тепловой энергии).

АЦ.1.8 Расход тепловой энергии у совокупности потребителей, Гкал/ч:

$\sum\left(Q^{Р}_{ОТ.В}\right)_{НЕП}$, $\sum\left(Q^{Р}_{ОТ.В}\right)_{НЕЗ}$ и $\sum Q^{Р}_{ОТ.В}$ – расчетный на системы отопления и вентиляции при непосредственном и независимом их присоединении и общая сумма расходов при качественном режиме отпуска тепловой энергии;

$\sum\left(Q^{Ф}_{ОТ.В}\right)_{НЕП}$, $\sum\left(Q^{Ф}_{ОТ.В}\right)_{НЕЗ}$ и $\sum Q^{Ф}_{ОТ.В}$ – фактический текущий на системы отопления и вентиляции при непосредственном и независимом их присоединении и общая сумма расходов при обеих схемах в условиях отклонений температуры сетевой воды в подающей линии от графика качественного регулирования и расхода сетевой воды от расчетного;

$Q^{СР.Н}_{ГВ}$ – средненедельный на все схемы присоединения горячего водоснабжения;

$Q^{Ф}_{\Sigma}$ – фактический (текущий) во всех системах теплопотребления на все виды тепловых нагрузок;

$Q_{ПР}$ – получаемый системами теплопотребления при протекании через них расхода $G_{ПР}$.

АЦ.1.9 Расход тепловой энергии в системе теплоснабжения, Гкал/ч:

$Q_{СТ}$ – расход тепловой энергии в системе теплоснабжения (отпуск ее от источников тепловой энергии);

$Q_{ТП1}$, $Q_{ТП2}$, $Q_{ТП}$ – потери тепловой энергии подающими и обратными трубопроводами тепловой сети через их теплоизоляционную конструкцию и сумма этих потерь;

$Q_{УТ}$ – тепловые потери в системе теплоснабжения с нормативной утечкой сетевой воды.

АЦ.1.10 Оборудование потребителей и тепловой сети:

n_i, n_1 и n_2 – количество последовательно соединенных секций длиной 4 м в отопительном подогревателе при независимой схеме, в первой и второй ступенях водоподогревательной установки горячего водоснабжения;

m_i, m_1, m_2 – коэффициенты эффективности отопительного подогревателя и водоподогревателей горячего водоснабжения первой и второй ступени;

M_{Σ} – материальная характеристика обоих трубопроводов подземной и надземной прокладок тепловой сети, для которой выполнен гидравлический расчет, м^2.

АЦ.1.11 Относительные величины по совокупности потребителей:

q и q_X – отношения расходов тепловой энергии на отопление (вентиляцию), соответствующих качественному режиму отпуска тепловой энергии, при произвольной и характерной температурах наружного воздуха к расчетному расходу тепловой энергии на отопление (вентиляцию);

$q_И$ и $q_С$ – отношения расходов тепловой энергии на отопление (вентиляцию), соответствующих качественному режиму отпуска тепловой энергии, при температурах наружного воздуха в точках излома и срезки температурного графика сете-

вой воды в подающей линии к расчетному расходу тепловой энергии на отопление (вентиляцию);

a_{Σ} – отношение часовой средненедельной тепловой нагрузки на горячее водоснабжение совокупности потребителей к расчетной тепловой нагрузке на отопление и вентиляцию в системе теплоснабжения;

a_{P} – отношение часовой средненедельной нагрузки на горячее водоснабжение у отдельного потребителя (или у их группы) со смешанной и последовательной схемами присоединения водоподогревателей к его (или их) расчетной тепловой нагрузке на отопление и вентиляцию;

$a_{ОЧ.А}$ и $a_{ОЧ.НА}$ – отношение средненедельной тепловой нагрузки на автоматизированное и неавтоматизированное горячее водоснабжение в открытой части системы теплоснабжения к суммарной расчетной тепловой нагрузке на отопление и вентиляцию;

$a_{З.А}$ и $a_{З.НА}$ – отношение средненедельной тепловой нагрузки на автоматизированное и неавтоматизированное горячее водоснабжение в закрытой части системы теплоснабжения к суммарной расчетной тепловой нагрузке на отопление и вентиляцию;

$\rho_{П.А}$ и $\rho_{О.А}$ – доли отбора сетевой воды на автоматизированное горячее водоснабжение из подающей и обратной линий в открытой части системы теплоснабжения, равные отношению величины отбора воды из соответствующей линии к общей величине автоматизированного водоразбора;

$\rho_{П.НА}$ и $\rho_{О.НА}$ – доли отбора сетевой воды на неавтоматизированное горячее водоснабжение из подающей и обратной линий в открытой части системы теплоснабжения, равные отношению величины отбора воды из соответствующей линии к общей величине неавтоматизированного водоразбора;

$K_{ТП}$ – отношение тепловых потерь в СГВ (расчетного расхода тепловой энергии на циркуляцию в СГВ) к средненедельной тепловой нагрузке на горячее водоснабжение;

$K_{Ц.А}$ – отношение расхода сетевой воды на циркуляцию в СГВ при ее средненедельной тепловой нагрузке к средненедельному расходу горячей воды в СГВ с автоматизированным водоразбором;

$K_{Ц.НА}$ – отношение расхода сетевой воды на циркуляцию в СГВ с неавтоматизированным водоразбором при ее средненедельной нагрузке к расчетному расходу сетевой воды на отопление;

$K_{ОТ}$ – коэффициент повышения расхода сетевой воды на непосредственно присоединенные системы отопления, учитывающий понижение температуры сетевой воды в подающей линии за счет тепловых потерь и равный отношению удельного расхода сетевой воды на отопление в этих условиях к номинальному расчетному удельному расходу;

$Y_{ОТ.В}$ – относительный расход сетевой воды на отопление (вентиляцию), равный отношению фактического расхода воды к расчетному расходу ее на отопление (вентиляцию) при качественном режиме отпуска тепловой энергии;

$X_{НеП}$ и $X_{Неэ}$ – относительный расход тепловой энергии на непосредственно и независимо присоединенные системы отопления, равный отношению фактическо-

го расхода тепловой энергии на эти системы к расходу тепловой энергии на них при качественном режиме ее отпуска;

Z – показатель гидравлической устойчивости системы теплоснабжения;

$P_{ТП}$ – отношение тепловых потерь в тепловой сети через ее теплоизоляционную конструкцию к расходу тепловой энергии у совокупности потребителей.

АЦ.1.12 Удельный расход сетевой воды, м^3/Гкал:

$\left(g^{P}_{ОТ\ В}\right)^{НОМ}_{НЕП}$ – номинальный расчетный удельный расход сетевой воды на непосредственно присоединенные системы отопления (вентиляции), определенный по номинальному расчетному температурному перепаду в системе теплоснабжения (при расчетной температуре наружного воздуха) по графику качественного регулирования [например, при $\Delta t^{P}_{ОТ.В} = 80$ °С $\left(g^{P}_{ОТ\ В}\right)^{НОМ}_{НЕП} = 12,5$ м^3/Гкал];

$\left(g^{P}_{ОТ\ В}\right)_{НЕП}$ и $\left(g^{P}_{ОТ\ В}\right)_{НЕЗ}$ – расчетный удельный расход сетевой воды на отопление и вентиляцию при непосредственно и независимо присоединенных системах отопления, учитывающий выстывание сетевой воды в подающей линии тепловой сети за счет тепловых потерь; определяется в точке излома нормативного температурного графика и является постоянным в течение отопительного сезона;

$\left(g^{P}_{ОТ\ В}\right)_{Ц}$ – расчетный удельный расход сетевой воды на отопление (вентиляцию) при непосредственно (или независимо) присоединенных системах отопления при наличии циркуляции воды в неавтоматизированных СГВ с непосредственным водоразбором;

$g_{ВПУ}$ – удельный расход сетевой воды на горячее водоснабжение в режиме его средненедельной нагрузки при присоединении СГВ посредством водоподогревательной установки;

$g^{P}_{ВР.А}$ – расчетный удельный расход сетевой воды на горячее водоснабжение в режиме его средненедельной нагрузки при автоматизированных СГВ с непосредственным водоразбором;

$g_{ВР.НА.П}$, $g_{ВР.НА.О}$ – удельный расход сетевой воды на горячее водоснабжение при непосредственном водоразборе только из подающей или только из обратной линии в неавтоматизированных СГВ;

$g_{СТ}$ – удельный расход сетевой воды по системе теплоснабжения, равный отношению расхода сетевой воды в подающей линии совокупности потребителей к расходу тепловой энергии (ее отпуску) в системе теплоснабжения (включая тепловые потери сети), м^3/Гкал.

АЦ.2 Задача работы и определяемые величины

Основная задача работы состоит в определении нормативных значений режимной характеристики систем теплоснабжения по показателю «удельный расход сетевой воды в системе теплоснабжения».

Система теплоснабжения представляет собой совокупность трубопроводов, установок и устройств для производства, распределения и использования тепловой энергии, гидравлически связанных между собой подающими и обратными трубопроводами сетевой воды.

В процессе решения задачи для каждой системы теплоснабжения находится ряд показателей нормативного режима совокупности потребителей, тепловой сети и системы теплоснабжения.

АЦ.2.1 Режимная характеристика системы теплоснабжения по показателю «удельный расход сетевой воды в системах теплоснабжения»

g_{CT}^{H} – удельный среднечасовой расход сетевой воды на транспорт тепловой энергии, т.е. отношение нормативного часового среднесуточного расхода сетевой воды по подающей линии тепловой сети к нормативному часовому среднесуточному расходу тепловой энергии в системе теплоснабжения (к нормативному отпуску ее от источников тепловой энергии) с определенной среднесуточной температурой наружного воздуха, м^3/Гкал.

Режимная характеристика системы теплоснабжения находится на основании показателей нормативного режима совокупности потребителей, тепловой сети и системы теплоснабжения.

АЦ.2.2 Показатели нормативного режима совокупности потребителей

Показателями нормативного режима совокупности потребителей являются:

$t_{1\Sigma}^{H}$ – нормативная температура сетевой воды в подающей линии совокупности потребителей – температура воды на входе в их тепловые пункты, одинаковая у всех потребителей за счет усреднения понижения температуры воды из-за тепловых потерь в тепловой сети от источников тепловой энергии до всех тепловых пунктов, °С;

$G_{1\Sigma}^{H}$ - нормативный расход сетевой воды в подающей линии совокупности потребителей – нормативный суммарный расход воды в подающих трубопроводах всех потребителей, м^3/ч;

$G_{2\Sigma}^{H}$ – нормативный расход сетевой воды в обратной линии совокупности потребителей – нормативный суммарный расход воды в обратных трубопроводах всех потребителей, м^3/ч;

Q_{Σ}^{H} – нормативный расход тепловой энергии у совокупности потребителей – нормативный суммарный расход тепловой энергии у всех потребителей, Гкал/ч.

АЦ.2.3 Показатели нормативного режима тепловой сети

Показателями нормативного режима тепловой сети являются:

$\Delta t_{TП1}^{H}$ – нормативное среднее понижение температуры сетевой воды в подающей линии тепловой сети за счет тепловых потерь, °С;

G_{1TC}^{H} – нормативный расход сетевой воды в подающей линии тепловой сети, представляющий собой среднее значение между нормативным расходом ее в подающей линии совокупности потребителей и нормативным расходом сетевой воды в подающей линии системы теплоснабжения, м /ч;

G_{2TC}^{H} – нормативный расход сетевой воды в обратной линии тепловой сети, представляющий собой среднее значение между нормативным расходом ее в обратной линии совокупности потребителей и нормативным расходом сетевой воды в обратной линии системы теплоснабжения, м^3/ч;

$Q^{H}_{ТП1}$ – нормативные тепловые потери через теплоизоляционную конструкцию всех трубопроводов подающей линии тепловой сети (от источников тепловой энергии до потребителей), Гкал/ч.

АЦ.2.4 Показатели нормативного режима системы теплоснабжения

Показателями нормативного режима системы теплоснабжения являются:

$t^{H}_{1СТ}$ – нормативная температура сетевой воды в подающей линии системы теплоснабжения – температура воды, одинаковая в выводных подающих трубопроводах всех источников тепловой энергии, °С (задается ЭСО);

$G^{H}_{1СТ}$ – нормативный расход сетевой воды в подающей линии системы теплоснабжения – суммарный расход воды во всех подающих трубопроводах на выводах всех источников тепловой энергии, м^3/ч;

$G^{H}_{2СТ}$ – нормативный расход сетевой воды в обратной линии системы теплоснабжения – суммарный расход воды во всех обратных, трубопроводах на выводах всех источников тепловой энергии, м^3/ч;

$Q^{H}_{СТ}$ – нормативный расход тепловой энергии в системе теплоснабжения – суммарный расход тепловой энергии на теплоснабжение у всех источников тепловой энергии, представляющий собой сумму нормативного расхода тепловой энергии совокупностью потребителей и нормативных тепловых потерь через теплоизоляционную конструкцию трубопроводов тепловой сети и с утечкой воды из нее, Гкал/ч.

АЦ.2.5 Особенности показателей нормативного режима

Все значения показателей нормативного режима определяются в зависимости от температуры наружного воздуха. Практически все показатели нормативного режима находятся при температуре наружного воздуха, называемой далее характерной:

- в точке, соответствующей излому нормативного температурного графика, $t_{НВ.И}$;
- в точке, соответствующей срезке нормативного температурного графика, $t_{НВ.С}$;
- в промежуточной точке, расположенной между точками излома и срезки нормативного температурного графика, $t_{НВ.И} > t_{НВ} > t_{НВ.И}$;
- расчетной $t_{НВ.Р}$.

Все приведенные показатели нормативного режима – температура и расход сетевой воды и расход тепловой энергии представляют собой часовые среднесуточные величины с определенной среднесуточной температурой наружного воздуха.

Все показатели нормативного режима, а также режимная характеристика системы теплоснабжения определяются при гидравлическом и тепловом режиме совокупности потребителей, имеющем место при часовой нагрузке горячего водоснабжения, средней за неделю.

Ввиду пренебрежимой малости нормативных потерь сетевой воды в тепловой сети с утечкой расход ее в каждой линии у совокупности потребителей, по тепловой сети и в системе теплоснабжения (у источников тепловой энергии) принимается одинаковым:

$$G^{H}_{1\Sigma} = G^{H}_{1TC} = G^{H}_{1CT};\ G^{H}_{2\Sigma} = G^{H}_{2TC} = G^{H}_{2CT}$$

Рекомендации по определению нормативных значений режимной характеристики по показателю «удельный расход сетевой воды в системах теплоснабжения» и иллюстративный пример их расчета разработаны для открыто-закрытой системы теплоснабжения.

АЦ.3 Исходные данные, необходимые для построения режимных характеристик систем теплоснабжения

Для расчета режимных характеристик систем теплоснабжения должны быть известны следующие технические особенности их элементов.

АЦ.3.1 Исходные данные по источникам тепловой энергии

АЦ.3.1.1 Нормативный график температуры сетевой воды в подающей линии в зависимости от температуры наружного воздуха.

АЦ.3.1.2 Постоянное давление в обратном коллекторе основного источника тепловой энергии.

АЦ.3.1.3 Зависимость выводного располагаемого напора источников тепловой энергии от расхода сетевой воды.

АЦ.3.1.4 Располагаемая (предельно возможная) тепловая мощность источников тепловой энергии в системе теплоснабжения.

АЦ.3.2 Исходные данные по тепловой сети независимо от ее ведомственной принадлежности

АЦ.3.2.1 Схема тепловой сети от источников тепловой энергии до камер присоединения потребителей по состоянию на начало проведения работ.

АЦ.3.2.2 По каждой камере:

- пьезометрическая отметка местности;
- наибольшая высота присоединенной к ней системы отопления.

АЦ.3.2.3 Расположение на тепловой сети ДТП, в которых присоединена нагрузка горячего водоснабжения, с нанесением сети отопления за ними при непосредственном ее присоединении.

Расположение на тепловой сети ЦТП с независимым присоединением отопительной нагрузки (при этом тепловая сеть за ЦТП на схему не наносится независимо от наличия в ЦТП нагрузки горячего водоснабжения).

АЦ.3.2.4 Расположение на тепловой сети насосных и дроссельных станций на подающей и обратной линиях.

АЦ.3.2.5 Гидравлические характеристики всех участков тепловой сети от источников тепловой энергии до камер присоединения потребителей; по каждому участку:

- длина и наружный диаметр трубопроводов (внутренний диаметр трубопроводов может быть принят по средней толщине их стенки);
- коэффициенты местных сопротивлений или местных потерь (для тепловой сети, принадлежащей ЭСО, рекомендуется принимать коэффициенты местных сопротивлений, для остальной сети – коэффициенты местных потерь);
- значение эквивалентной шероховатости (по результатам испытаний магистральных трубопроводов на гидравлические потери, если они проводились, или по эксплуатационным данным).

АЦ.3.2.6 Результаты тепловых испытаний магистральной тепловой сети (если они были проведены) – соотношение фактических и нормативных тепловых потерь по всей испытанной части тепловой сети.

АЦ.3.3 Исходные данные по потребителям системы теплоснабжения независимо от их ведомственной принадлежности

По каждому потребителю должны быть выявлены:

АЦ.3.3.1 Тепловые нагрузки со следующим их разделением:

- на отопление с выделением схемы присоединения – непосредственной или независимой (при независимой схеме должна быть известна расчетная температура воды за подогревателем – во втором контуре);
- на вентиляцию;
- средненедельная на горячее водоснабжение (если известна лишь проектная максимальная часовая нагрузка за выходной день, то определение ее средненедельного значения осуществляется по настоящему приложению).

АЦ.3.3.2 Схемы присоединения нагрузки горячего водоснабжения:

- непосредственный водоразбор;
- посредством водоподогревателей с указанием схемы их включения (параллельная, смешанная, последовательная).

АЦ.3.3.3 Наличие регулятора температуры воды на входе в СГВ (знак +).

АЦ.3.3.4 Наличие циркуляции в СГВ (знак +).

Примечание – Наличие регулятора температуры или циркуляции должно быть известно как при непосредственном водоразборе, так и в СГВ, присоединенных через водоподогреватели.

АЦ.3.3.5 Количество работающих последовательно соединенных секций в водоподогревательных установках отопления и горячего водоснабжения (для смешанной и последовательной схем включения подогревателей, а также для параллельной схемы с циркуляцией в системе горячего водоснабжения – количество секций в I и II ступенях нагрева раздельно).

АЦ.3.3.6 По каждой ступени водоподогревательной установки горячего водоснабжения и по каждому отопительному подогревателю, коэффициенты эффективности блока подогревателей, суммарная тепловая нагрузка потребителей на отопление указываются в ЦТП.

АЦ.3.3.7 Необходимые исходные данные по характеристикам потребителей удобно сводить в таблицу (таблица АЦ.1, в которой приведены форма и пример заполнения ее исходными данными).

АЦ.3.4 Исходные данные по насосным станциям независимо от их ведомственной принадлежности

По каждой насосной станции:

- функциональное назначение насосной станции (подкачка на подающей линии, подкачка на обратной линии, подмешивание);
- зависимость выводного располагаемого напора насосной станции от расхода сетевой воды (не менее двух точек выводной характеристики или количество и тип работающих насосов, частота вращения, фактический диаметр рабочего колеса и потери напора в коммуникациях насосной станции при каком-либо расходе воды);

- наличие регулятора давления и значение давления в импульсной точке, местоположение клапана и датчика.

Таблица АЦ.1 – Необходимые исходные данные по характеристикам потребителей

Камера присоединения к тепловой сети	Системы отопления (вентиляции)						Системы горячего водоснабжения										
	Непосредственное присоединение		Независимое присоединение				Средне-недельная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Схема присоединения СГВ					Наличие	Количество последовательно соединенных секций в подогревательной установке		Коэффициент эффективности водоподогревателя	
	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч		Расчетная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию, Гкал/ч	Количество последовательно соединенных секций в отопительном подогревателе	Коэффициент эффективности отопительного подогревателя	Расчетная температура воды в подающем трубопроводе за подогреват, °С		ВР	СМШ	ПОС	ПАР	РТ перед СГВ	циркуляции в СГВ	в I ступени	во II ступени	I ступени	II ступени
	на отопление	на вентиляцию															
137			0,605	6	0,6	95	0,181		+			+		5	6	0,6	0,4
137А1	0,312						0,051	+				+	+				
137А2	0,198	0,081					0,015	+				+					
137А3	0,071	0,034					0,007	+									
42	0,123						0,006				+			4		0,6	
14	0,353						0,018				+	+		4		0,6	
ЦТП-18			6,320	8	0,7	120	1,351		+					6	7	0,6	0,4
ЦТП-19	0,694	0,180					0,211			+							
38	0,082						0,020	+									
144-1	0,411	0,123					0,022	+									
144-2	0,127						0,062	+				+					
ЦТП-37			2,389	5	0,55	105											
287-1	0,119	0,089					0,017	+				+					
287-2	0,087	0,117					0,010	+									
287-3	0,091						0,021	+					+				
135-1	0,812	0,154					0,034	+				+	+				
135-2	0,913						0,031	+				+	+				

Камера присоединения к тепловой сети	Системы отопления (вентиляции)						Системы горячего водоснабжения										
	Непосредственное присоединение		Независимое присоединение				Средне-недельная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Схема присоединения СГВ					Наличие	Количество последовательно соединенных секций в подогревательной установке		Коэффициент эффективности водоподогревателя	
	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч		Расчетная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию, Гкал/ч	Количество последовательно соединенных секций в отопительном подогревателе	Коэффициент эффективности отопительного подогревателя	Расчетная температура воды в подающем трубопроводе за подогреват, °С		ВР	СМШ	ПОС	ПАР	РТ перед СГВ	циркуляции в СГВ	в I ступени	во II ступени	I ступени	II ступени
	на отопление	на вентиляцию															
549	0,792	0,012															
ЦТП-39			4,379	7	0,7	95	0,635		+			+	+	3	6	0,65	0,55
1087	0,405	0,090					0,020				+	+		4		0,65	
1088	0,302	0,092					0,058				+	+	+	3	3	0,7	0,55
ЦТП-41	10,354	0,371					2,040			+		+		6	7	0,65	0,55
1202-1	0,451						0,081		+				+	4	7	0,6	0,5
1202-2	0,627						0,120		+			+	+	5	7	0,6	0,5
ЦТП-3	12,745						4,287			+			+	7	6	0,6	0,55

Примечание – В графе «Схема присоединения СГВ» приводятся следующие сокращения «ВР» – «непосредственный водоразбор», «СМШ» – «смешанная схема», «ПОС» – «последовательная схема», «ПАР» – «параллельная схема»

АЦ.4 Исходные данные по примерной системе теплоснабжения

Пример расчета режимных характеристик составлен для открыто-закрытой системы теплоснабжения, в которой потребители присоединены по наиболее распространенным схемам горячего водоснабжения, отражающим автоматизацию СГВ на тепловых пунктах, наличие циркуляции в СГВ, эксплуатационное состояние водоподогревателей.

В примерной системе теплоснабжения существует как непосредственная, так и независимая схемы присоединения систем отопления. В независимой схеме расчетные значения температуры воды в местных системах различны.

Присоединение потребителей в системе теплоснабжения осуществляется посредством ЦТП и ИТП.

В примерной системе теплоснабжения сооружены насосные станции, предназначенные для подкачки сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах. В системе теплоснабжения работают два источника тепловой энергии: мощная ТЭЦ номинальной тепловой мощностью 400 Гкал/ч с двумя выводами подающих и обратных трубопроводов – основной источник, у которого поддерживается давление в обратной линии тепловой сети, и районная котельная номинальной тепловой мощностью 200 Гкал/ч с одним выводом подающего и обратного трубопроводов.

АЦ.4.1 Исходные данные по потребителям примерной системы теплоснабжения

Исходные данные по потребителям в примерной системе теплоснабжения подбирались согласно АЦ.3.3. В состав этих данных входили характеристики потребителей всей системы теплоснабжения независимо от того, какая организация обслуживает их тепловые пункты.

Все исходные данные по потребителям и их тепловым пунктам примерной системы теплоснабжения сводились в таблицу характеристик потребителей, образцом которой является таблица АЦ.1.

Суммарные расходы тепловой энергии на горячее водоснабжение и отопление (вентиляцию) совокупности потребителей находятся из распечатки исходных данных по потребителям, заложенных в основу гидравлических расчетов на ПЭВМ, или суммированием тепловых нагрузок потребителей, внесенных в таблицу АЦ.1. Эти суммарные данные приведены в таблицах распределения потребителей по схемам присоединения тепловых нагрузок (таблицы АЦ.2, АЦ.3 и АЦ.4); обозначения тепловых нагрузок в указанных таблицах приведены в АЦ.1.

Таблица АЦ.2 – Таблица распределения потребителей по схемам присоединения СГВ в закрытой части примерной системы теплоснабжения

Схема присоединения потребителей		Средненедельная тепловая нагрузка на горячее водоснабжение, Гкал/ч	Расход тепловой энергии на циркуляцию воды в СГВ, Гкал/ч
Автоматизированные СГВ (РТ установлен)	При наличии циркуляции в СГВ, присоединенной к ЦТП	$\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП.А.Ц}^{ЦТП} = 18,81$	$\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВП.А}^{ЦТП} = 4,70$
	При наличии циркуляции в СГВ, присоединенной к ИТП	$\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП.А.Ц}^{ИТП} = 5,35$	$\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВП.А}^{ИТП} = 1,07$
	При отсутствии циркуляции в СГВ	$\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП.А} = 3,70$	–
Неавтоматизированные СГВ (РТ отсутствует)	При наличии циркуляции в СГВ, присоединенной к ЦТП	$\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП.НА.Ц}^{ЦТП} = 2,02$	$\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВП.НА}^{ЦТП} = 0,50$
	При наличии циркуляции в СГВ, присоединенной к ИТП	$\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП.НА.Ц}^{ИТП} = 4,18$	$\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВП.НА}^{ИТП} = 0,84$
	При отсутствии циркуляции в СГВ	$\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП.НА} = 2,82$	–
Итого ...		$\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП} = 36,88$	$\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВП} = 7,11$

Таблица АЦ.3 – Таблица распределения потребителей по схемам присоединения СГВ в открытой части примерной системы теплоснабжения

Схема присоединения потребителей		Средненедельная тепловая нагрузка на горячее водоснабжение, Гкал/ч	Расход тепловой энергии на циркуляцию воды в СГВ, Гкал/ч
Автоматизированные СГВ (РТ установлен)	При наличии циркуляции в СГВ	$\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВР.А.Ц} = 4,28$	$\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВР.А} = 0,86$
	При отсутствии циркуляции в СГВ	$\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВР.А} = 3,05$	–
Неавтоматизированные СГВ (РТ отсутствует)	При наличии циркуляции в СГВ	$\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВР.НА.Ц} = 7,91$	$\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВР.НА} = 1,58$
	При отсутствии циркуляции в СГВ	$\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВР.НА} = 10,89$	–
Итого...		$\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВР} = 26,13$	$\sum\left(Q_{Ц}^{Р}\right)_{ВР} = 2,44$

Таблица АЦ.4 – Таблица распределения потребителей по схемам присоединения систем отопления (вентиляции) в примерной системе теплоснабжения

Схема присоединения потребителей	Расчетная тепловая нагрузка на отопление (вентиляцию), Гкал/ч
Непосредственная	$\sum\left(Q^{P}_{OT\,B}\right)_{НЕП} = 461,05$
Независимая	$\sum\left(Q^{P}_{OT\,B}\right)_{НЕ\,З} = 45,32$
Итого ...	$\sum Q^{P}_{OT\,B} = 506,37$

Расходы тепловой энергии на циркуляцию воды в СГВ у потребителей, присоединенных посредством ЦТП, в закрытой части примерной системы теплоснабжения определялись по формулам:

$$\sum\left(Q^{P}_{Ц}\right)^{ЦТП}_{ВП\,А} = 0,25\sum\left(Q^{СР\,Н}_{ГВ}\right)^{ЦТП}_{ВП\,А\,Ц}; \quad (АЦ.4.1)$$

$$\sum\left(Q^{P}_{Ц}\right)^{ЦТП}_{ВП\,НА} = 0,25\sum\left(Q^{СР\,Н}_{ГВ}\right)^{ЦТП}_{ВП\,НА\,Ц}; \quad (АЦ.4.2)$$

Расходы тепловой энергии на циркуляцию воды в СГВ у потребителей, присоединенных посредством ИТП в закрытой и открытой частях системы теплоснабжения, определялись по формулам:

$$\sum\left(Q^{P}_{Ц}\right)^{ИТП}_{ВП\,А} = 0,2\sum\left(Q^{СР\,Н}_{ГВ}\right)^{ИТП}_{ВП\,А\,Ц}; \quad (АЦ.4.3)$$

$$\sum\left(Q^{P}_{Ц}\right)^{ИТП}_{ВП\,НА} = 0,2\sum\left(Q^{СР\,Н}_{ГВ}\right)^{ИТП}_{ВП\,НА\,Ц}; \quad (АЦ.4.4)$$

$$\sum\left(Q^{P}_{Ц}\right)_{ВР\,А} = 0,2\sum\left(Q^{СР\,Н}_{ГВ}\right)_{ВР\,А\,Ц}; \quad (АЦ.4.5)$$

$$\sum\left(Q^{P}_{Ц}\right)_{ВР\,НА} = 0,2\sum\left(Q^{СР\,Н}_{ГВ}\right)_{ВР\,НА\,Ц}; \quad (АЦ.4.6)$$

В приведенных формулах коэффициенты 0,25 и 0,2 представляют собой нормативные коэффициенты КТП, учитывающие потери тепловой энергии трубопроводами СГВ. Эти коэффициенты регламентируются приложением АЦ.1.2.

АЦ.4.2 Исходные данные по источникам тепловой энергии в примерной системе теплоснабжения

Исходные данные по источникам тепловой энергии в примерной системе теплоснабжения подбирались согласно АЦ.3.1.

АЦ.4.2.1 График температур сетевой воды в подающей линии, утвержденный ЭСО.

Этот график должен быть проверен. При ограниченной мощности источников тепловой энергии он должен быть скорректирован и изменения его должны быть согласованы с ЭСО.

В примерной системе теплоснабжения график температур сетевой воды в подающей линии задан качественным в диапазоне между точками его спрямления и срезки. При расчетной температуре наружного воздуха для отопления $t_{НВ.Р}$ = минус 26°С расчетная номинальная температура воды в подающей линии составляет $t_{1Р}$ = 150°С, расчетная номинальная температура в обратной линии для отопительно-вентиляционной нагрузки составляет $t_{2Р}$ = 70°С.

Температура сетевой воды в точке излома и в диапазоне спрямления температурного графика принята $t_{1И}$ = 70°С исходя из условий обеспечения необходимой температуры воды в СГВ.

Температура наружного воздуха, соответствующая точке излома температурного графика, равна $t_{НВ.И} \approx$ +2,5°С.

АЦ.4.2.1.1 Построение температурного графика качественного регулирования

Значения температуры сетевой воды по графику качественного регулирования могут быть определены путем решения с помощью ПЭВМ задачи А – «Т1*t*2*t*3».

Решением задачи А определяются значения температуры сетевой воды в подающей линии тепловой сети T_1 в обратной линии систем отопления T_2 и в их подающей линии T_3 в зависимости от температуры наружного воздуха Tn при графике качественного регулирования. Задача решается при любых значениях расчетных температур сетевой воды: $T_{1Р}$, $T_{2Р}$, и $T_{3Р}$.

Следует иметь в виду, что во всех используемых программах расчета эксплуатационных удельных расходов сетевой воды могут применяться обозначения только буквами латинского алфавита, а в скобках приводятся обозначения, используемые в тексте настоящих Рекомендаций.

Необходимые исходные данные (значения в скобках – для примерной системы теплоснабжения):

$T_V(t_{ВН.Р})$ – расчетная температура воздуха внутри помещений, °С (T_V = 18);

$T_{пр}(t_{ВН.Р})$ – расчетная температура наружного воздуха для отопления, °С ($T_{пр}$ = -26);

$T_{1Р}(t_{1Р})$ – номинальная расчетная температура сетевой воды в подающей линии тепловой сети, °С ($T_{1р}$ = 150);

$T_{2Р}(t_{2Р})$ – номинальная расчетная температура воды в обратной линии систем отопления, °С ($T_{2Р}$ = 70);

$T_{3Р}(t_{3Р})$ – номинальная расчетная температура воды в подающей линии систем отопления, °С ($T_{3Р}$ = 95);

$T_n(t_{НВ})$ – температура наружного воздуха (°С), при которой определяются значения температуры воды по качественному графику T_1, T_2 и T_3 (T_n = -3).

При указанных исходных значениях температуры воды и воздуха ответом задачи служат значения: T_1 = 85,9°С; T_2 = 47,7°С; T_3 = 59,7°С. Дополнительно в решение задачи входит и средняя температура нагревательного прибора T_{SP} = 53,7°С.

АЦ.4.2.1.2 Определение точек излома и срезки температурного графика качественного регулирования

Значения температуры наружного воздуха, соответствующие точкам излома и срезки температурного графика качественного регулирования, как и любые значения температуры наружного воздуха, соответствующие заданной температуре сетевой воды в подающей линии по качественному графику, могут быть определены путем решения с помощью ПЭВМ задачи В – «T_n и t_{nc}».

Решение задачи В определяет температуру наружного воздуха T_n (°С), соответствующую заданной температуре сетевой воды в подающей линии по каче-

ственному графику Т1. В частности, значения температуры $T1$ могут соответствовать значениям температуры сетевой воды в подающей линии в точках излома и срезки температурного графика качественного регулирования.

Необходимые исходные данные (значения в скобках – для примерной системы теплоснабжения):

$T_{\text{В}}(t_{\text{ВН.Р}})$ – расчетная температура воздуха внутри помещений, °С ($T_{\text{В}}$ = 18°С);

$T_{\text{пр}}(t_{\text{ВН.Р}})$ – расчетная температура наружного воздуха для отопления, °С ($T_{\text{пр}}$ = минус 26°С);

$T_{1\text{Р}}(t_{1\text{Р}})$ – номинальная расчетная температура сетевой воды в подающей линии тепловой сети, °С ($T_{1\text{Р}}$ = 150°С);

$T_{3\text{Р}}(t_{3\text{Р}})$ – номинальная расчетная температура воды в подающей линии систем отопления, °С ($T_{3\text{Р}}$ = 95°С);

$T_{2\text{Р}}(t_{2\text{Р}})$ – номинальная расчетная температура воды в обратной линии систем отопления, °С ($T_{2\text{Р}}$ = 70°С);

$T_1(t_1)$ – заданная температура воды в подающей линии тепловой сети по качественному графику (°С), которой соответствует искомая температура наружного воздуха $T_n(T_1$ = 70°С).

При указанных исходных значениях температуры воды и воздуха ответом задачи служит значение $t_{\text{НВ}}$ = 2,4°С.

АЦ.4.2.1.3 Определение точки срезки графика температур сетевой воды в подающей линии при ограниченной мощности источников тепловой энергии

Температура сетевой воды в точке срезки температурного графика определяется соотношением реально располагаемой мощности источников тепловой энергии $\bar{Q}_{И\,Т}^{МАКС}$ и присоединенной расчетной тепловой нагрузки.

Реально располагаемая тепловая мощность источников тепловой энергии в примерной системе теплоснабжения составляет $\bar{Q}_{И\,Т}^{МАКС}$ = 525 Гкал/ч.

Фактическая тепловая нагрузка потребителей и тепловые потери в примерной системе теплоснабжения слагаются из следующих значений расходов тепловой энергии:

- фактически возможного расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию (расчетный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию при расчетной температуре наружного воздуха составляет $Q_{ОТ\,В}^{Р}$ $Q_{ОТ\,В}^{Р}$ = 506 Гкал/ч (см. таблицу АЦ.4);

- средненедельного теплового потребления СГВ и расхода тепловой энергии на циркуляцию воды в этих системах:

$1{,}1\,Q_{ГВ}^{СР\,Н}$ + $Q_{Ц}^{Р}$ = 1,1 (36,88 + 26,13) + 7,11 + 2,44 ≈ 79 Гкал/ч (см. таблицы АЦ.2 и АЦ.3);

Примечание – Необходимость введения коэффициента 1,1 к средненедельной тепловой нагрузке горячего водоснабжения обосновывается в АЦ.6.2, АЦ.6.3 и АЦ.6.5.

- тепловых потерь через теплоизоляционную конструкцию трубопроводов тепловой сети; значение их может быть оценено в 9 % фактической тепловой нагрузки совокупности потребителей;

- тепловых потерь с нормативной утечкой сетевой воды в системе теплоснабжения; значение их может быть оценено в 1,5 % фактической тепловой нагрузки совокупности потребителей.

В примерной системе теплоснабжения не происходит отключения нагрузки горячего водоснабжения при дефиците тепловой мощности источников тепловой энергии, т.е. значение ее сохраняется постоянным на протяжении всего отопительного сезона. Тепловые потери в системе теплоснабжения являются неизбежными и значение их также должно учитываться на протяжении отопительного периода. Ограниченная тепловая мощность источников тепловой энергии должна поэтому обеспечивать нагрузку горячего водоснабжения, тепловые потери и какую-то долю отопительно-вентиляционной нагрузки.

В этих условиях максимально возможный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию QOT.B в примерной системе теплоснабжения составляет:

$$Q_{OT.B} = \bar{Q}_{И.Т}^{МАКС} : (1 + 0,09 + 0,015) - (1,1 Q_{ГВ}^{СР.Н} + Q_{Ц}^{Р}) = 525 : 1,105 - 79 = 396 \text{ Гкал/ч.}$$

Учитывая, что в холодный период системы отопления будут перегреваться (примерно от 3 до 5 %) за счет снижения расхода сетевой воды на горячее водоснабжение и увеличения его на отопление, фактически возможная отопительно-вентиляционная нагрузка может быть обеспечена лишь в размере

$$396 : 1,04 \approx 381 \text{ Гкал/ч.}$$

Таким образом, при качественном методе регулирования отопительной нагрузки отопительно-вентиляционная нагрузка может быть обеспечена в необходимом размере только до относительного значения этой нагрузки $Q_{OT.B} : Q_{OT.B}^{P} = 381 : 506 \approx 0,75$.

При этом температура наружного воздуха в точке срезки графика *t*НВ.С составляет:

$t_{НВ.С} = t_{ВН} - (t_{ВН} - t_{НВ.Р}) \cdot 0,75 = 18 - (18 + 26)\ 0,75 = -15°С$.

Температура сетевой воды в подающей линии в точке срезки температурного графика качественного регулирования с номинальной расчетной температурой воды в этой линии $t_{1Р}$=150°С равна $t_{1С}$ = 120°С.

При расчетной температуре наружного воздуха $t_{НВ.Р}$ = минус 26°С фактическая температура сетевой воды в подающей линии $t_1^{Ф}$ определяется из условия постоянства расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию и тепловой мощности источников тепловой энергии в диапазоне срезки температурного графика. Ее значение находится по формуле:

$$t_1^{Ф} = t_{НВ.Р} + \frac{Q_{OT.B}}{Q_{OT.B}^{P}} (t_{1Р} - t_{НВ.Р}) = -26 + 0,75 \cdot (150 + 26) = 106 °С.$$

АЦ.4.2.1.4 Определение границы непосредственного водоразбора из подающей или обратной линий тепловой сети

Точка перевода неавтоматизированного (без РТ) водоразбора с одной линии на другую принимается по эксплуатационным данным. При заданном температурном графике в примерной системе теплоснабжения для неавтоматизированного водоразбора точка его перевода с одной линии на другую принята при *t*НВ = минус 3°С. В этой точке температура сетевой воды в подающей линии по норма-

тивному температурному графику равна 86°С, а в обратной линии температура воды составляет 47,5°С (по качественному графику с $t_{2Р}$ = 70°С). Отметим, что максимальная температура потребляемой воды на входе в СГВ при непосредственном водоразборе согласно нормам не должна превышать 70°С, а минимальная не должна опускаться ниже 60°С.

Температура разбираемой воды в неавтоматизированных СГВ в точке перевода водоразбора с одной линии на другую не может удовлетворять нормативным требованиям. Эту точку приходится выбирать из условий минимизации отклонения температуры сетевой воды в подающей линии от максимальной нормативной для водоразбора (70°С), с одной стороны, и отклонения температуры сетевой воды в обратной линии от минимальной нормативной для водоразбора (60°С), с другой стороны.

АЦ.4.2.2 Постоянное давление в обратном коллекторе основного источника тепловой энергии

На ТЭЦ его значение равно 1,8 кгс/см^2 (геодезическая отметка ТЭЦ – 80 м). Оно необходимо для проведения гидравлических расчетов системы теплоснабжения и выявления гидравлических условий безопасной эксплуатации потребителей.

АЦ.4.2.3 Выводной располагаемый напор источников тепловой энергии

Для всех источников тепловой энергии в примерной системе теплоснабжения должен быть задан располагаемый напор на входе в тепловую сеть, который представляет собой зависимость располагаемого напора на выводах источников тепловой энергии от расхода сетевой воды в подающих трубопроводах и необходим для последующих гидравлических расчетов системы теплоснабжения. Эта зависимость принимается по эксплуатационным данным в течение отопительного сезона или определяется на основании характеристик сетевых насосов и потерь напора в оборудовании и коммуникациях тракта сетевой воды на источниках тепловой энергии.

Выводной располагаемый напор задается двумя парами точек, каждая из которых представляет собой расход сетевой воды в подающей линии и соответствующий ему располагаемый напор. Выбираются эксплуатационные значения двух расходов воды – расчетного и максимально отличающегося от него и соответствующие им значения располагаемых напоров.

В примерной системе теплоснабжения на ТЭЦ выводной располагаемый напор задан следующими значениями: G = 7000 т/ч и ΔH = 110 м; G = 5800 т/ч и ΔH = 120 м.

Для котельной эти значения составляют: G = 2500 т/ч и ΔH = 55 м; G = 2200 т/ч и ΔH = 60 м.

Приведенные гидравлические характеристики источников тепловой энергии соответствуют исходным данным, необходимым при проведении стандартных гидравлических расчетов системы теплоснабжения.

АЦ.4.3 Исходные данные по тепловой сети примерной системы теплоснабжения

Исходные данные по тепловой сети примерной системы теплоснабжения подбирались согласно разделу АЦ.3. В состав исходных данных входили указан-

ные в АЦ.3.2 величины по всей тепловой сети – от источников тепловой энергии до потребителей (независимо от того, на чьем балансе находятся участки тепловой сети).

Указывался внутренний диаметр трубопроводов на участках. Местные сопротивления для участков трубопроводов, принадлежащих ЭСО, принимались по коэффициенту местных сопротивлений, как это делается при проведении стандартных гидравлических расчетов; для трубопроводов распределительных сетей (вплоть до камер присоединения потребителей) местные сопротивления учитывались коэффициентом местных потерь, принятым 0,4 (можно принимать по местным условиям в пределах от 0,3 до 0,5). Значение эквивалентной шероховатости для трубопроводов, принадлежащих ЭСО, принималось по результатам испытаний тепловой сети на гидравлические потери (возможна и оценка эквивалентной шероховатости по эксплуатационным данным). Эквивалентная шероховатость трубопроводов участков тепловой сети, не принадлежащих ЭСО, принималась по значению ее для трубопроводов, прилегающих к камерам присоединения ответвлений к тепловой сети ЭСО. Если существуют эксплуатационные материалы, то эквивалентную шероховатость распределительных сетей следует принимать с их учетом.

На схему тепловой сети наносились потребители всей тепловой сети, присоединенные через ИТП, включая ИТП потребителей, присоединенных к ЦТП, которые обеспечивают нагрузку горячего водоснабжения и в которых отопительно-вентиляционная нагрузка включена по непосредственной схеме. Нагрузка горячего водоснабжения в этих ЦТП суммировалась вручную.

Индивидуальные тепловые пункты потребителей, присоединенных за ЦТП с независимой схемой включения отопительно-вентиляционной нагрузки безотносительно от наличия нагрузки горячего водоснабжения, на схеме тепловой сети не показывались. Отопительная нагрузка потребителей этих ЦТП суммировалась вручную.

Во всех камерах тепловой сети указывались отметка местности и высота присоединенных к ним систем отопления; высота систем указывалась наибольшая, преимущественно в камерах, расположенных в верхних точках тепловой сети.

На схеме тепловой сети показывались все насосно-подкачивающие станции; при наличии подмешивающих или дроссельных станций они также должны быть нанесены на схему сети.

Все указанные исходные данные по примерной тепловой сети в Рекомендациях не приводятся, так как они представляют собой материал, используемый при стандартных гидравлических расчетах системы теплоснабжения с использованием ПЭВМ, периодически проводимых в подавляющем большинстве предприятий тепловых сетей.

В примерной системе теплоснабжения были проведены испытания тепловой сети на тепловые потери. В результате получено соотношение фактических и нормативных тепловых потерь по испытанным трубопроводам тепловой сети, равное 0,8 (если испытания не проводились, то значение указанного соотношения принимается равным 1).

АЦ.4.4 Исходные данные по насосным станциям, расположенным в примерной системе теплоснабжения

Исходные данные по насосным станциям примерной системы теплоснабжения принимались согласно АЦ.3.4. В состав исходных данных по насосным станциям входили характеристики насосов и регуляторов всех насосных станций на сетевой воде, расположенных в тепловой сети и обслуживаемых как предприятием тепловых сетей, так и организациями – потребителями тепловой энергии.

В примерной тепловой сети сооружены две насосно-подкачивающие станции – на подающей и обратной линиях, принадлежащие ЭСО.

Станция № 1 на подающей линии оборудована двумя рабочими насосами марки СЭ 800-100 с колесом диаметром 415 мм и электродвигателями с частотой вращения 1500 1/мин. При расходе на станции 1500 м^3/ч потери напора в коммуникациях насосной станции составляют 12 м (определены на основании эксплуатационных измерений). При значениях расхода воды 1200 и 1500 м^3/ч развиваемый насосами напор равен соответственно 117 и 109 м. Таким образом, выводная характеристика насосной станции определяется двумя точками:

$$G = 1200 \text{ м}^3/\text{ч и } \Delta H = 117 - \left(\frac{1200}{1500}\right)^2 \cdot 12 = 109,5 \text{ м};$$

$$G = 1500 \text{ м}^3/\text{ч и } \Delta H = 109 - 12 = 97 \text{ м}$$

Регулятор давления «после себя» установлен на выводе подающего трубопровода из насосной; давление в импульсной точке, расположенной за клапаном, составляет 10,8 кгс/см^2.

Станция № 2 на обратной линии оборудована двумя рабочими насосами марки СЭ 800-55 с диаметром колеса 428 мм и частотой вращения 3000 1/мин. По эксплуатационным данным выводная характеристика насосной станции определяется двумя точками: G = 700 м^3/ч и ΔH = 46 м; G = 900 м^3/ч и ΔH = 36 м. Регулятор давления «до себя» установлен на стороне нагнетания насосов, а импульсная точка с давлением 2,0 кгс/см^2 расположена на их стороне всасывания.

Как следует из материала исходных данных по насосным станциям, они соответствуют данным, необходимым при проведении стандартных гидравлических расчетов системы теплоснабжения.

Этап оценки

АЦ.5 Оценка температуры сетевой воды в подающей линии совокупности потребителей

Температура сетевой воды в подающей линии совокупности потребителей необходима для определения эксплуатационных удельных расходов теплоносителя по всем видам тепловых нагрузок. Оценка указанной температуры сетевой воды производится путем последовательного выполнения ряда расчетов.

АЦ.5.1 Определение соотношений нагрузок горячего водоснабжения и отопления у совокупности потребителей

Соотношения нагрузок горячего водоснабжения и отопления (вентиляции) а у совокупности потребителей для отдельных частей системы теплоснабжения находятся по следующим формулам:

- для закрытой части системы теплоснабжения с автоматизированными СГВ

$$a_{З.А} = \frac{1,1\left[\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП.А} + \sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП.А.Ц}\right]}{\sum Q_{ОТ.В}^{Р}}; \quad \text{(АЦ.5.1)}$$

- для закрытой части системы теплоснабжения с неавтоматизированными СГВ

$$a_{З.НА} = \frac{1,1\left[\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП.НА} + \sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВП.НА.Ц}\right]}{\sum Q_{ОТ.В}^{Р}}; \quad \text{(АЦ.5.2)}$$

- для открытой части системы теплоснабжения с автоматизированными СГВ

$$a_{ОЧ.А} = \frac{1,1\left[\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВР.А} + \sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВР.А.Ц}\right]}{\sum Q_{ОТ.В}^{Р}}; \quad \text{(АЦ.5.3)}$$

- для открытой части системы теплоснабжения с неавтоматизированными СГВ

$$a_{ОЧ.НА} = \frac{1,1\left[\sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВР.НА} + \sum\left(Q_{ГВ}^{СР.Н}\right)_{ВР.НА.Ц}\right]}{\sum Q_{ОТ.В}^{Р}}; \quad \text{(АЦ.5.4)}$$

Для примерной системы теплоснабжения соотношения нагрузок горячего водоснабжения и отопления, определенные на основании таблиц АЦ.2, АЦ.3 и АЦ.4, составляют:

$$a_{З.А} = \frac{1,1(3,70+18,81+5,35)}{506,37} = 0,06;$$

$$a_{З.НА} = \frac{1,1(2,82+2,02+4,18)}{506,37} = 0,02;$$

$$a_{ОЧ.А} = \frac{1,1(3,05+2,28)}{506,37} = 0,02;$$

$$a_{ОЧ.НА} = \frac{1,1(10,89+7,91)}{506,37} = 0,04$$

В целом по открыто-закрытой системе теплоснабжения отношение средненедельной нагрузки горячего водоснабжения к расчетной отопительно-вентиляционной нагрузке a_{Σ}, составляет:

$$a_{\Sigma} = aЗ.А + aЗ.НА + aОЧ.А + aОЧ.НА. \quad (5.5)$$

Для примерной системы теплоснабжения это отношение равно:

$$a_{\Sigma} = 0,06 + 0,02 + 0,02 + 0,04 = 0,14$$

АЦ.5.2 Оценка гидравлической устойчивости системы теплоснабжения

Приближенная оценка показателя гидравлической устойчивости системы теплоснабжения $Z_{ОЦ}$ при характерных температурах наружного воздуха $t_{НВ.И}$, $t_{НВ.С}$ и $t_{НВ.И} > t_{НВ} > t_{НВ.С}$ производится на основе соотношения нагрузок горячего водоснабжения и отопления (см. АЦ.5.1) по эмпирическим формулам, разработанным для систем теплоснабжения со средними показателями гидравлической устойчивости:

при $t_{НВ.И}$

$$Z_{ОЦ} = 1{,}05 + 3\ (а3.А + а_{З.НА}) + 1{,}1а_{О.А} + 1{,}3а_{О.НА};\qquad (АЦ.5.6)$$

при $t_{НВ.И} > t_{НВ} > t_{НВ.С}$

$$Z_{ОЦ} = 1{,}05 + 2а_{З.А} + 3{,}5а_{З.НА} + 0{,}9а_{О.А} + 1{,}4а_{О.НА};\qquad (АЦ.5.7)$$

при

$$Z_{ОЦ} = 1{,}05 + 1{,}6а_{З.А} + 3{,}8а_{З.НА} + 0{,}8\ (а_{О.А} + а_{О.НА}).\qquad (АЦ.5.8)$$

Для примерной системы теплоснабжения значения $Z_{ОЦ}$ составляют:

при $t_{НВ.И} = +2{,}5°С$ $Z_{ОЦ} = 1{,}05 + 3\ (0{,}06 + 0{,}02) + 1{,}1 \cdot 0{,}02 + 1{,}3 \cdot 0{,}04 = 1{,}36$;

при $t_{НВ.И} > t_{НВ} > t_{НВ.С} = -3°С$ $Z_{ОЦ} = 1{,}05 + 20{,}06 + 3{,}5 \cdot 0{,}02 + 0{,}9 \cdot 0{,}02 + 1{,}4 \cdot 0{,}04 = 1{,}31$;

при $t_{НВ.С} = -15°С$ $Z_{ОЦ} = 1{,}05 + 1{,}6 \cdot 0{,}06 + 3{,}8 \cdot 0{,}02 + 0{,}8\ (0{,}02 + 0{,}04) = 1{,}27$.

АЦ.5.3 Определение относительного расхода тепловой энергии на отопление при характерных значениях температуры наружного воздуха

При качественном режиме регулирования отопительно-вентиляционной тепловой нагрузки относительный расход тепловой энергии на отопление в зависимости от температуры наружного воздуха определяют по формуле:

$$q_X = \frac{t_{ВН} - t_{НВ.X}}{t_{ВН} - t_{НВ.Р}}\qquad (АЦ.5.9)$$

Для примерной системы теплоснабжения значения q_X при характерных значениях температуры наружного воздуха составляют:

при $t_{НВ} = +10°С$ $q_И = \frac{18-10}{18+26} = 0{,}18$;

при $t_{НВ.И} = +2{,}5°С$ $q_И = \frac{18-2{,}5}{18+26} = 0{,}35$;

при $t_{НВ.И} > t_{НВ} > t_{НВ.С} = -3°С$ $q = \frac{18+3}{18+26} = 0{,}48$;

при $t_{НВ.С}$ = минус 15°С $q_С = \frac{18+15}{18+26} = 0{,}75$;

при $t_{НВ.Р}$ = минус 26°С $q_Р = \frac{18+26}{18+26} = 1$.

АЦ.5.4 Оценка доли тепловых потерь в потреблении тепловой энергии

АЦ.5.4.1 Доля тепловых потерь на этапе оценки $P_{ТП}^{ОЦ} = \frac{Q_{ТП}}{Q_{\Sigma}}$ при любой характерной температуре наружного воздуха находится по приближенной полуэмпирической формуле

$$P_{ТП}^{ОЦ} = 0{,}25\frac{M\overline{t}_{СР}K_{ИСП} \cdot 10^{-3}}{Q_{\Sigma И}},\qquad (АЦ.5.10)$$

где M – суммарная материальная характеристика подающего и обратного трубопроводов тепловой сети при подземной и надземной их прокладке, м^2;

$\overline{t}_{СР}$ – поправочный коэффициент на отличие расчетной (номинальной) средней температуры сетевой воды в подающей и обратной линиях в конкретной системе теплоснабжения от расчетной (номинальной) средней температуры ее при наиболее распространенном температурном графике $t_{1Р} = 150°С$ и $t_{2Р} = 70°С$;

КИСП – полученное при тепловых испытаниях отношение фактических и нормативных среднегодовых тепловых потерь по испытанным участкам тепловой сети;

QΣИ – суммарная тепловая нагрузка совокупности потребителей на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение (средненедельная нагрузка) в точке излома нормативного графика температур сетевой воды в подающей линии, Гкал/ч.

АЦ.5.4.2 Материальная характеристика тепловой сети М ($м^2$). находится в процессе гидравлического расчета сети на ПЭВМ или определяют по формуле:

$$M = \sum d_H l, \qquad \text{(АЦ.5.11)}$$

где *dH* – наружный диаметр трубопровода подающей или обратной линии на каком-либо участке тепловой сети независимо от его принадлежности и вида прокладки, м;

l – длина трубопровода подающей или обратной линии сети на том же участке, м.

Если на всех участках тепловой сети наружные диаметры и длины трубопроводов подающей и обратной линии l_T совпадают, то материальная характеристика тепловой сети *M* может определяться по формуле:

$$M = 2\sum d_H l_T, \qquad \text{(АЦ.5.11, а)}$$

где *dH* – наружный диаметр трубопровода на каком-либо участке тепловой сети, м;

l_T – длина любого трубопровода по трассе сети на участке, м.

Суммирование производится по всем участкам тепловой сети от источников тепловой энергии до камер присоединения потребителей.

В тепловой сети примерной системы теплоснабжения $M = 109850$ $м^2$.

АЦ.5.4.3 Поправочный коэффициент $\overline{t}_{CP}$ находится по формуле:

$$\overline{t}_{CP} = \frac{t_{1P} + t_{2P}}{150 + 70}. \qquad \text{(АЦ.5.12)}$$

Например, при расчетных значениях температуры сетевой воды в какой-либо системе теплоснабжения $t_{1P} = 130$°С и $t_{2P} = 70$ °С значение $\overline{t}_{CP}$ было бы равно 0,9.

В соответствии с исходными данными (см. АЦ.4.2.1) расчетные температурные параметры примерной системы теплоснабжения $t1P = 150$ °С и $t_{2P} = 70$ °С; поэтому значение $\overline{t}_{CP} = 1$.

АЦ.5.4.4 Значение КИСП находится по формуле:

$$K_{ИСП} = \frac{\left(Q_{ИСП}^{СР.Г}\right)_{ПОДЗ} + \left(Q_{ИСП}^{СР.Г}\right)_{НАДЗ}}{\left(Q_{Н}^{СР.Г}\right)_{ПОДЗ} + \left(Q_{Н}^{СР.Г}\right)_{НАДЗ}}, \qquad \text{(АЦ.5.13)}$$

где $\left(Q_{ИСП}^{СР.Г}\right)_{ПОДЗ}$ и $\left(Q_{ИСП}^{СР.Г}\right)_{НАДЗ}$ – тепловые потери испытанных участков тепловой сети подземной и надземной прокладок, полученные в результате тепловых испытаний и приведенные к среднегодовым условиям работы сети, кКал /ч;

$\left(Q_{Н}^{СР.Г}\right)_{ПОДЗ}$ и $\left(Q_{Н}^{СР.Г}\right)_{НАДЗ}$ – нормативные тепловые потери тех же участков тепловой сети, также приведенные к среднегодовым условиям ее работы, кКал /ч.

Согласно АЦ.4.3 для примерной системы теплоснабжения значение КИСП принимается равным 0,8.

Если тепловые испытания в системе теплоснабжения не проводились, то КИСП принимается равным 1.

АЦ.5.4.5 Суммарная тепловая нагрузка QΣИ находится по формуле:

$$Q_{\Sigma И} = q_{И} \sum Q^{P}_{ОТ.В} + Q^{СР.Н}_{ГВ}, \quad \text{(АЦ.5.14)}$$

где $Q^{СР.Н}_{ГВ}$ – суммарная средненедельная нагрузка на горячее водоснабжение в закрытой и открытой частях системы теплоснабжения при всех схемах включения СГВ независимо от наличия циркуляции воды и РТ в них, Гкал/ч;

$q_{и}$ – относительный расход тепловой энергии на отопление в точке излома температурного графика: $q_{и} = 0{,}35$ (см. АЦ.5.3).

В соответствии с таблицами АЦ.2; АЦ.3 и АЦ.4 значение $Q_{\Sigma И}$ в примерной системе теплоснабжения, определенное по формуле (АЦ.5.14), равно

$$Q_{\Sigma И} = 0{,}35 \cdot 506{,}37 + (36{,}88 + 26{,}13) = 240{,}2 \text{ Гкал/ч}.$$

АЦ.5.4.6 Доля тепловых потерь в потреблении тепловой энергии $P^{ОЦ}_{ТП}$ в примерной системе теплоснабжения, определенная по формуле (АЦ.5.10), по приближенной оценке составляет

$$P^{ОЦ}_{ТП} = 0{,}25 \frac{109850 \cdot 1 \cdot 0{,}8 \cdot 10^{-3}}{240{,}2} = 0{,}09$$

АЦ.5.5 Оценка среднего значения понижения температуры сетевой воды в подающей линии тепловой сети за счет тепловых потерь

Средние значения понижения температуры сетевой воды в подающей линии тепловой сети $\Delta t^{ОЦ}_{ТП1}$ (средневзвешенные по расходам сетевой воды у потребителей) при характерных значениях температуры наружного воздуха находятся по приближенной полуэмпирической формуле

$$\Delta t^{ОЦ}_{ТП1} = 0{,}7 \Delta t^{P}_{ОТ.В} P^{ОЦ}_{ТП} \frac{q_{Х} + q_{\Sigma}}{Z^{ОЦ}}, \quad \text{(АЦ.5.15)}$$

где $\Delta t^{P}_{ОТ.В}$ – номинальный перепад температур сетевой воды в системе теплоснабжения для отопительно-вентиляционной нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха, °С;

$P^{ОЦ}_{ТП}$ – оценочная доля тепловых потерь в потреблении тепловой энергии (см. АЦ.5.4);

$q_{Х}$ – относительный расход тепловой энергии на отопление в условиях качественного режима регулирования отопительной нагрузки при характерных температурах наружного воздуха (см. АЦ.5.3);

a_{Σ} – отношение средненедельной нагрузки горячего водоснабжения к расчетной номинальной тепловой нагрузке на отопление и вентиляцию в системе теплоснабжения (см. АЦ.5.1);

$Z_{ОЦ}$ – оценочное значение показателя гидравлической устойчивости системы теплоснабжения (см. АЦ.5.2).

Для примерной системы теплоснабжения указанные величины имеют следующие значения:

$\Delta t^{P}_{ОТ.В}$ = 80°С (см. АЦ.4.2.1);

$P^{ОЦ}_{ТП}$ = 0,09 (см. АЦ.5.4);

a_{Σ} = 0,14 (см. АЦ.5.1);

при $t_{НВ.И}$ = +2,5°С q_X = 0,35 (см. АЦ.5.3); $Z_{ОЦ}$ = 1,36 (см. АЦ.5.2);

при $t_{НВ}$ = минус 3°С q_X = 0,48; $Z_{ОЦ}$ = 1,31;

при $t_{НВ.С}$ = минус 15°С q_X = 0,75; $Z_{ОЦ}$ = 1,27.

Результаты расчета значений $\Delta t^{ОЦ}_{ТП1}$ для примерной системы теплоснабжения сведены в таблицу АЦ.5.

Таблица АЦ.5 – Температура сетевой воды в подающей линии совокупности потребителей

Характерная температура наружного воздуха tНВ.Х, °С	Температура сетевой воды, °С		
	по заданному графику температур качественного регулирования в подающей линии $t^{Н}_{1СТ}$	оценочное среднее значение ее понижения в подающей линии $\Delta t^{ОЦ}_{ТП1}$	оценочное значение в подающей линии совокупности потребителей $\Delta t^{ОЦ}_{1\Sigma}$
tНВ.И = +2,5	70,0	1,8 ≈ 2	68,0
tНВ = -3	86,0	2,4 ≈ 2,5	83,5
tНВ.С = -15	120,0	3,5	116,5
tНВ.Р = -26	106,0	3,0	103,0

АЦ.5.6 Оценка температуры сетевой воды в подающей линии совокупности потребителей

Оценочные значения температуры сетевой воды в подающей линии совокупности потребителей $t^{ОЦ}_{1\Sigma}$ (°С) находятся по формуле:

$$t^{ОЦ}_{1\Sigma} = t^{Н}_{1СТ} - \Delta t^{ОЦ}_{ТП1} \qquad (АЦ.5.16)$$

Заданные значения нормативной температуры сетевой воды в подающей линии $t^{Н}_{1СТ}$ рассмотрены в АЦ.4.2. Эти значения повторены в таблице АЦ.5. Там же даны и искомые значения оценочной температуры сетевой воды в подающей линии совокупности потребителей $t^{ОЦ}_{1\Sigma}$. Все указанные температуры сетевой воды следует определять как минимум для трех характерных значений температуры наружного воздуха:

- в точке излома температурного графика $t_{НВ.И}$;
- при промежуточной температуре наружного воздуха $t_{НВ.И} > t_{НВ} > t_{НВ.С}$;
- в точке срезки температурного графика $t_{НВ.С}$.

Если в диапазоне срезки нормативного температурного графика температура сетевой воды в подающей линии постоянна, этими значениями температуры наружного воздуха можно ограничиться. Если график температур сетевой воды в подающей линии в этом диапазоне построен исходя из постоянной мощности источников тепловой энергии (как это принято для примерной системы теплоснабжения), то необходимо определение среднего значения понижения температуры воды в подающей линии и при расчетной температуре наружного воздуха. Допустимо находить значение $\Delta t^{ОЦ}_{ТП1}$ при $t_{НВ.Р}$ как полусумму средних значений пони-

жения температуры воды в промежуточной точке ($t_{НВ.И} > t_{НВ} > t_{НВ.С}$) и в точке срезки температурного графика ($t_{НВ.С}$).

Окончательные результаты оценки температуры сетевой воды в подающей линии совокупности потребителей в примерной системе теплоснабжения даны в таблице АЦ.5.

Значение температуры сетевой воды в подающей линии совокупности потребителей $t_{1\Sigma}^{ОЦ}$ в точке излома температурного графика необходимо для определения удельных расходов сетевой воды на отопление при непосредственной и независимой схемах его неавтоматизированного присоединения и удельных расходов на горячее водоснабжение при всех автоматизированных и неавтоматизированных схемах его присоединения посредством водоводяных подогревателей. Значения температуры сетевой воды в подающей линии совокупности потребителей на протяжении отопительного периода необходимы для определения удельных расходов сетевой воды на горячее водоснабжение при автоматизированных смешанной и параллельной схемах включения подогревателей и при неавтоматизированном непосредственном водоразборе в диапазоне отбора сетевой воды только из подающей линии. Температура воды $t_{1\Sigma}^{ОЦ}$ используется и при определении доли отбора из обеих линий при автоматизированном водоразборе на протяжении отопительного сезона.

АЦ.5.7 Оценка температуры сетевой воды в обратной линии систем отопления совокупности потребителей

Значение температуры сетевой воды в обратной линии систем отопления необходимо для оценки долей водоразбора из обеих линий при автоматизированном непосредственном водоразборе и для определения удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при неавтоматизированном водоразборе из обратной линии.

Температуру сетевой воды в обратной линии систем отопления совокупности потребителей допустимо определять на основе качественного графика температур воды, но с учетом пониженной температуры воды в подающей линии за счет тепловых потерь $t_{1\Sigma}^{ОЦ}$ и увеличенного относительного расхода сетевой воды на отопление и вентиляцию $y_{ОТ.В}^{ОЦ}$ Рост этого расхода при понижении температуры наружного воздуха связан с уменьшением расхода воды в тепловой сети за счет сокращения расхода сетевой воды на автоматизированные подогреватели СГВ, сокращения водоразбора из подающей линии и с увеличением водоразбора из обратной линии, что вызывает перераспределение расхода воды у потребителей.

Приближенная оценка относительных расходов сетевой воды на неавтоматизированные системы отопления и вентиляции $y_{ОТ.В}^{ОЦ}$ при характерных значениях температуры наружного воздуха $t_{НВ.И}$, $t_{НВ.С}$ и $t_{НВ.И} > t_{НВ} > t_{НВ.С}$ производится на основе соотношения нагрузок горячего водоснабжения и отопления (см. АЦ.5.1) по эмпирическим формулам, разработанным для систем теплоснабжения со средними показателями гидравлической устойчивости:

при $t_{НВ.И}$

$$y_{ОТ.В}^{ОЦ} = 1; \qquad \text{(АЦ.5.17)}$$

при $t_{НВ.И} > t_{НВ} > t_{НВ.С}$

$$y_{от.в}^{оц} = 1 + a_{э.а} + 0,4\left(a_{оч.а} + a_{оч.на}\right); \quad \text{(АЦ.5.18)}$$

при $t_{НВ.С}$

$$y_{от.в}^{оц} = 1 + 1,3 \cdot a_{э.а} + 0,8\left(a_{оч.а} + a_{оч.на}\right) \quad \text{(АЦ.5.19)}$$

Для примерной системы теплоснабжения значения $y_{от.в}^{оц}$ составляют:

при $t_{НВ.И} = +2,5$°С $y_{от.в}^{оц} = 1$;

при $t_{НВ.И} > t_{НВ} > t_{НВ.С} = -3$°С $y_{от.в}^{оц} = 1 + 0,06 + 0,4\ (0,02 + 0,04) = 1,08$;

при $t_{НВ.С}$ = минус 15°С $y_{от.в}^{оц} = 1 + 1,3 \cdot 0,06 + 0,8\ (0,02 + 0,04) = 1,13$.

Как указывалось выше, в системах теплоснабжения с постоянным отпуском тепловой энергии в диапазоне срезки температурного графика следует выявлять режим системы и при $t_{НВ.Р}$. В этом случае значение $y_{от.в}^{оц}$ можно принять как среднее между его значениями при $t_{НВ.И} > t_{НВ} > t_{НВ.С}$ и $t_{НВ.С}$. Для примерной системы теплоснабжения при $t_{НВ.Р} = -26$°С значение $y_{от.в}^{оц}$ равно (1,08 + 1,13) : 2 = 1,11. Все найденные значения $y_{от.в}^{оц}$ для примерной системы теплоснабжения приведены в таблице АЦ.6.

Оценочная фактическая температура сетевой воды в обратной линии систем отопления совокупности потребителей $t_{2от.в}^{ф}$ в диапазоне качественного регулирования и на срезке температурного графика находится при характерных значениях температуры наружного воздуха по формуле:

$$t_{2от.в}^{ф} = t_{1\Sigma}^{оц} - \frac{2\left(t_{1\Sigma}^{оц} - t_{НВ.Х}\right)\left(t_{1К} - t_{2К}\right)}{\left(t_{3К} + t_{2К} - 2t_{НВ.Х}\right)K_{от}y_{от.в}^{оц} + 2t_{1К} - \left(t_{3К} + t_{2К}\right)} \quad \text{(АЦ.5.20)}$$

где $t_{1\Sigma}^{оц}$ – оценочная температура сетевой воды в подающей линии совокупности потребителей, °С (см. таблицу АЦ.5);

$t_{1К}$ – температура воды в подающей линии тепловой сети, соответствующая графику качественного регулирования, °С;

$t_{2К}$ – температура сетевой воды в обратной линии систем отопления, соответствующая графику качественного регулирования, °С;

$t_{3К}$ – температура воды в подающей линии систем отопления, соответствующая графику качественного регулирования, °С;

$t_{НВ.Х}$ – характерная температура наружного воздуха, °С;

$К_{от}$ – повышенный удельный расход сетевой воды на непосредственно присоединенные системы отопления (см. разлел АЦ.6.1);

$y_{от.в}^{оц}$ – относительный расход сетевой воды на неавтоматизированные системы отопления и вентиляции (см. таблицу АЦ.6).

Значения $t_{1К}$, $t_{2К}$ и $t_{3К}$, соответствующие температурному графику качественного регулирования, принимаются из справочной литературы путем интерполяции между соответствующими табличными значениями или путем решения задачи А «T_1 t_2 t_3» с помощью ПЭВМ (см. АЦ.4.2.1.1).

Для примерной системы теплоснабжения значения температур воды по графику качественного регулирования и результаты расчета температуры $t_{2от.в}^{ф}$ при

четырех характерных значениях температуры наружного воздуха приведены в таблице АЦ.6.

Таблица АЦ.6 – Результаты расчета температуры сетевой воды в обратной линии систем отопления

Характерная температура наружного воздуха, $t_{НВ.Х}$°С	Температура сетевой воды по графику качественного регулирования, °С			Оценочная температура воды в подающей линии совокупности потребителей $t_{1\Sigma}^{ОЦ}$, °С	Относительный расход сетевой воды на неавтоматизированные отопление и вентиляцию $У_{ОТ.В}^{ОЦ}$	Оценочная фактическая температура сетевой воды в обратной линии систем отопления $t_{2ОТ.В}^{Ф}$
	$t_{1К}$	$t_{3К}$	$t_{2К}$			
$t_{НВ.И}$ = +2,5	70,0	50,5	41,5	68,0	1,00	41,5
$t_{НВ}$ = -3	86,0	59,5	47,5	83,5	1,08	50,0
$t_{НВ.С}$ = -15	120,0	78,5	60,0	116,5	1,13	65,0
$t_{НВ.Р}$ = -26	150,0	95	70,0	103,0	1,11	51,0

Определение значения $t_{2ОТ.В}^{Ф}$ может быть осуществлено с помощью ПЭВМ путем решения задачи С «Dirxt2» при $У = У_{ОТ.В}^{ОЦ}$ (АЦ.8.1.1.1).

Предварительный этап

АЦ.6 Определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды по видам тепловых нагрузок

АЦ.6.1 Определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на отопление при непосредственном присоединении систем отопления (вентиляции)

Эксплуатационный удельный расход сетевой воды на системы отопления (и вентиляции) при их непосредственном присоединении оказывается повышенным в связи с понижением температуры сетевой воды в подающей линии совокупности потребителей за счет тепловых потерь подающими трубопроводами тепловой сети.

Повышенный удельный расход сетевой воды на отопление $\left(g_{ОТ.В}^{Р}\right)_{НЕП}$ на предварительном этапе определяют по формуле:

$$\left(g_{ОТ.В}^{Р}\right)_{НЕП} = K_{ОТ}\left(g_{ОТ.В}^{Р}\right)_{НЕП}^{НОМ} \qquad (АЦ.6.1)$$

где $K_{ОТ}$ коэффициент больший единицы, постоянен в течение всего отопительного сезона. Его значение определяется в точке излома температурного графика.

Коэффициент увеличения расхода сетевой воды на непосредственно присоединенные системы отопления определяют по формуле:

$$K_{ОТ} = \frac{2t_{1И} - (t_{3И} + t_{2И})}{t_{1\Sigma}^{ОЦ} - (t_{3И} + t_{2И})}, \qquad (АЦ.6.2)$$

где значения температуры воды в подающей линии тепловой сети $t_{1И}$ и воды до и после систем отопления $t_{3И}$ и $t_{2И}$ принимаются по качественному графику в точке излома заданного нормативного температурного графика, а температура сетевой воды в подающей линии совокупности потребителей принимается равной ее оце-

ночному значению $t_{1\Sigma}^{ОЦ}$ также в точке излома нормативного температурного графика и выбирается из таблицы АЦ.5.

Для примерной системы теплоснабжения в точке излома нормативного температурного графика, совпадающего с качественным, при $t_{НВ.И}$ = +2,5°С значения температуры сетевой воды составляют: $t_{1И}$ = 70 °С; $t_{2И}$ = 41,5 °С; $t_{3И}$ = 50,5 °С, а температура сетевой воды в подающей линии совокупности потребителей $t_{1\Sigma}^{ОЦ}$ = 68,0°С.

Для примерной системы теплоснабжения

$$K_{ОТ} = \frac{2 \cdot 70 - (50,5 + 41,5)}{2 \cdot 68,0 - (50,5 + 41,5)} = 1,09$$

и при номинальном удельном расходе сетевой воды на отопление при графике $t_{1Р}$ = 150°С и $t_{1Р}$ = 70°С, равном 12,5 м^3/Гкал, значение эксплуатационного (повышенного) удельного расхода на непосредственно присоединенную отопительно-вентиляционную нагрузку по формуле (6.1) составляет

$$\left(g_{ОТ.В}^{Р}\right)_{НЕП} = 1,09 \cdot 12,5 = 13,6 \text{ м}^3/\text{Гкал}.$$

Как уже указывалось, эксплуатационный удельный расход сетевой воды на отопление и вентиляцию, а следовательно, и расход сетевой воды на непосредственно присоединенные системы отопления и вентиляции постоянны в течение всего отопительного сезона.

АЦ.6.2 Определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при автоматизированном непосредственном водоразборе

Целью расчетов, проводимых в этом разделе, являются определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при автоматизированных системах горячего водоснабжения $g_{ГВ.А}^{Р}$; оценка коэффициента КЦ.А, определяющего расход сетевой воды на циркуляцию воды в этих системах, и выявление доли отбора сетевой воды из подающей и обратной линий $\rho_{П.А}$ и $\rho_{О.А}$.

АЦ.6.2.1 Нормативные условия при автоматизированном непосредственном водоразборе

Согласно СНиП 2.04.01-85 [2], при непосредственном водоразборе средненедельный расход сетевой воды на горячее водоснабжение, а следовательно, и его средненедельная тепловая нагрузка определяются при средней температуре воды в СГВ 65°С. В то же время согласно СНиП 2.04.01-85 [2], минимальная температура воды в этих СГВ должна составлять 60°С. Таким образом, при непосредственном СНиП 2.04.01-85 [2], регламентируется температура сетевой воды на входе в СГВ 70°С и на ее выходе 60°С.

При указанных нормативных значениях температуры воды в автоматизированных системах СГВ при непосредственном водоразборе часть подаваемой тепловой энергии расходуется на компенсацию тепловых потерь трубопроводами СГВ. При температуре воды на входе в СГВ $t_{ГВ}^{Р} = 70$ °С и расходе воды на нее, определяемом средней температурой $t_{ГВ}^{СР} = 65$ °С, нормами устанавливается увеличение расхода подаваемой в СГВ тепловой энергии сверх средненедельной

нагрузки горячего водоснабжения в размере $\frac{t_{ГВ}^{P} - t_{ГВ}^{CP}}{t_{ГВ}^{CP} - t_{ХВ}} = \frac{70-65}{65-5} = 0,08$ средненедельной тепловой нагрузки горячего водоснабжения.

Таким образом, в СГВ согласно нормам должен поступать расход тепловой энергии, равный 1,08 $Q_{ГВ}^{СР.Н}$.

АЦ.6.2.2 Необходимый режим автоматизированного водоразбора при циркуляции воды в СГВ

Схема теплового пункта с автоматизированным водоразбором и циркуляцией дана в приложении АЦ.1.Б.

Для предотвращения недопустимо большого расхода циркуляционной воды в автоматизированной СГВ (с РТ, управляющим подмешиванием воды из обратной линии) РТ при всех режимах водоразбора должен обеспечивать обязательное подмешивание воды из обратной линии; таким образом при настройке регулятора на поддержание нормативной температуры воды на входе в СГВ $t_{ГВ}^{P} = 70\,°C$ он должен получать воду из подающей линии с температурой, большей 70°С.

При отсутствии подмешивания в точке излома температурного графика и отборе воды только из подающей линии сети РТ открывается и циркуляционная линия превращается в перемычку между подающим и обратным трубопроводами теплового пункта.

Таким образом, для нормальной работы автоматизированных СГВ с циркуляцией воды в них необходимо поддерживать температуру сетевой воды в диапазоне спрямления температурного графика не ниже пределов от 75 до 80°С.

АЦ.6.2.3 Фактически возможный режим автоматизированного водоразбора в примерной системе теплоснабжения

В примерной системе теплоснабжения минимальная температура воды в подающей линии тепловой сети – в точке излома температурного графика по предварительной оценке составляет $t_{1\Sigma}^{ОЦ}$ = 68°С; поэтому РТ в СГВ с циркуляцией должны быть настроены максимум на $t_{ГВ}^{P} = 63\,°C$, т.е. температура воды на входе в СГВ понижается на 7°С по сравнению с нормативной. На столько же понижается и средняя температура воды в СГВ $t_{ГВ}^{CP}$, оказывающаяся равной в этом случае не 65, а 58°С. Таким образом, на входе в СГВ с циркуляцией горячей воды температура сетевой воды составляет 63°С, средняя температура воды в СГВ равна 58°С, а температура ее на выходе из СГВ (температура циркуляционной воды, поступающей на тепловой пункт) 53°С.

В этих условиях дополнительный расход тепловой энергии на компенсацию тепловых потерь трубопроводами СГВ составляет $\frac{t_{ГВ}^{P} - t_{ГВ}^{CP}}{t_{ГВ}^{CP} - t_{ХВ}} = \frac{63-58}{58-5} \approx 0,1$ средненедельной нагрузки горячего водоснабжения, а в СГВ поступает расход тепловой энергии, равный 1,1 средненедельной тепловой нагрузки горячего водоснабжения. Этот расход тепловой энергии, косвенно заложенный в нормативных документах, не включает в себя расход тепловой энергии на систему циркуляции горячей воды в СГВ, который регулируется СНиП 41-02-2003 [4] и СП 41-101-95 к СНиП 2.04.07-86 (СТО 70238424.27.100.065-2009) [21].

В автоматизированных СГВ без циркуляционных линий целесообразно принять на их входе такую же температуру воды, что и в системах с циркуляцией, т.е. $t^{P}_{ГВ} = 63\,^{\circ}\text{C}$. В этих условиях добавочный расход тепловой энергии на компенсацию тепловых потерь трубопроводами СГВ также равен 10 %, а поступающий в СГВ общий расход тепловой энергии равен 1,1 средненедельной тепловой нагрузки горячего водоснабжения.

АЦ.6.2.4 Определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение в автоматизированных СГВ при непосредственном водоразборе

Расчетный удельный расход сетевой воды на горячее водоснабжение в автоматизированных системах с непосредственным водоразбором $g^{P}_{ВР\,А}$ независимо от наличия циркуляции воды в них определяют по реальному значению температуры воды, среднему в СГВ, т.е. по формуле:

$$g^{P}_{ВР\,А} = \frac{10^3}{t^{СР}_{ГВ} - t_{ХВ}} = \frac{10^3}{58-5} = 18,9 \ \text{м}^3/\text{Гкал}. \qquad (\text{АЦ.6.3})$$

АЦ.6.2.5 Расчет расхода сетевой воды на циркуляцию воды в автоматизированных СГВ при непосредственном водоразборе

При водоразборе из подающей линии расход сетевой воды на циркуляцию в автоматизированных СГВ нагружает обе линии тепловой сети; при водоразборе из обратной линии этот расход не нагружает тепловую сеть. Значение циркуляционного расхода при водоразборе из подающей линии, учитываемое в расходах воды по обеим линиям сети при ее гидравлическом расчете, изменяется в зависимости от значений температуры воды в тепловой сети так же, как доля водоразбора из подающей линии.

В автоматизированных СГВ отношение расхода сетевой воды на систему циркуляции (при ее наличии) при режиме средненедельной нагрузки горячего водоснабжения $\left(G^{P}_{Ц}\right)_{ВР\,А}$ к средненедельному расходу воды на горячее водоснабжение $\left(G^{СР\,Н}_{ГВ}\right)_{ВР\,А\,Ц}$ определяют по формуле:

$$K_{Ц\,А} = \frac{\left(G^{P}_{Ц}\right)_{ВР\,А}}{\left(G^{СР\,Н}_{ГВ}\right)_{ВР\,А\,Ц}} = 0,8 K_{ТП} \frac{t^{СР}_{ГВ} - t_{ХВ}}{\Delta t^{P}_{Ц}} = 0,8 \cdot 0,2 \frac{58-5}{10} \approx 0,8, \qquad (\text{АЦ.6.4})$$

где 0,8 – значение снижения расхода воды на циркуляцию воды в СГВ за счет роста нагрузки горячего водоснабжения от нуля до средненедельной;

$K_{ТП}$ – коэффициент, учитывающий потери тепловой энергии трубопроводами СГВ; согласно СП 41-101-95 к СНиП 41-02-2003 [4] при ИТП $K_{ТП} = 0,2$;

$\Delta t^{P}_{Ц}$ – понижение температуры воды в системе циркуляции (°С), принимается согласно СНиП 41-02-2003, равной 10°С.

Значение $K_{ЦА}$ для рассматриваемых условий (при ИТП) составляет, таким образом, $\left(K_{Ц\,А}\right)_{ИТП} \approx 0,8$. Для ЦТП с автоматизированным непосредственным водоразбором и системой циркуляции $\left(K_{Ц\,А}\right)_{ЦТП} \approx 0,9$.

При гидравлическом расчете обе линии тепловой сети нагружаются расходом $\rho_{П.А}\left(G_{Ц}^{P}\right)_{ВР.А}$, где величина $\rho_{П.А}$ определяется в соответствии с АЦ.6.2.6, значение $\left(G_{Ц}^{P}\right)_{ВР.А}$ находится из формулы (АЦ.6.4).

АЦ.6.2.6 Определение доли водоразбора из обеих линий тепловой сети в автоматизированных СГВ

Доли водоразбора из подающей и обратной линий $\rho_{П.А}$ и $\rho_{О.А}$ при любой характерной температуре наружного воздуха в автоматизированных СГВ находятся по формулам:

$$\rho_{П.А} = \frac{t_{ГВ}^{P} - t_{2ОТ.В}^{Ф}}{t_{1\Sigma}^{ОЦ} - t_{2ОТ.В}^{Ф}}; \qquad (АЦ.6.5)$$

$$\rho_{О.А} = 1 - \rho_{П.А}. \qquad (АЦ.6.6)$$

Значения $t_{1\Sigma}^{ОЦ}$ и $t_{2ОТ.В}^{Ф}$ в формуле (АЦ.6.5) принимаются по таблице АЦ.6.

При $t_{ГВ}^{P}$ = 63°С (см. АЦ.6.2.3) доли водоразбора из обеих линий приведены в таблице АЦ.7.

Таблица АЦ.7 – Доли водоразбора из подающей и обратной линий в автоматизированных СГВ

Температура, °С	Доля водоразбора	
	$\rho_{П.А}$	$\rho_{О.А}$
$t_{НВ.И}$ = +2,5; $t_{1\Sigma}^{ОЦ}$ = 68,0 $t_{2ОТ.В}^{Ф}$ = 41,5	0,81	0,19
$t_{НВ}$ = -3; $t_{1\Sigma}^{ОЦ}$ = 83,5, $t_{2ОТ.В}^{Ф}$ = 50,0	0,39	0,61
$t_{НВ.С}$ = -15; $t_{1\Sigma}^{ОЦ}$ = 118,5; $t_{2ОТ.В}^{Ф}$ = 65,0	0	1,0
$t_{НВ.Р}$ = -26; $t_{1\Sigma}^{ОЦ}$ = 103,0; $t_{2ОТ.В}^{Ф}$ = 51,0	0,23	0,77

АЦ.6.3 Определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при неавтоматизированном непосредственном водоразборе

Целью расчетов, проводимых в этом разделе, является определение удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при неавтоматизированных СГВ (при отсутствии или неработающем РТ) и расхода сетевой воды на циркуляцию при ее наличии.

АЦ.6.3.1 Нормативные условия при неавтоматизированном непосредственном водоразборе

При неавтоматизированных СГВ водоразбор осуществляется или только из подающей, или только из обратной линий. Предельными нормативными значениями температуры воды, допустимыми на входе в СГВ при непосредственном во-

доразборе СНиП 2.04.01-85 [2], являются $t_{ГВ}^{МИН} = 60$ °С и $t_{ГВ}^{МАКС} = 75$ °С; однако при отборе воды на горячее водоснабжение только из одного трубопровода невозможно уложиться в указанные границы на протяжении всего отопительного сезона.

АЦ.6.3.2 Необходимый режим неавтоматизированного водоразбора

Схема теплового пункта с неавтоматизированным водоразбором и циркуляцией дана в приложении АЦ.1.Б (рисунок АЦ.1.Б.2).

Выбор температуры воды в подающей линии, при которой водоразбор переводится с одной линии на другую, ограничивается условиями безопасности пользования горячей водой (при $t_1 > t_{ГВ}^{МАКС}$), с одной стороны, и возможностью вообще использовать горячую воду (при $t_2 < t_{ГВ}^{МИН}$) – с другой. Компромиссом может являться такая температура наружного воздуха, при которой температура воды в подающей линии минимально бы превышала допустимую и соответствующая ей температура воды в обратной линии в наименьшей степени отличалась бы от нормативной.

АЦ.6.3.3 Фактически возможный режим неавтоматизированного водоразбора в примерной системе теплоснабжения

Для примерной системы теплоснабжения принимается температура наружного воздуха, при которой осуществляется перевод водоразбора с одной линии на другую, равная $t_{НВ}$ = -3°С. При этом значения температуры воды в тепловой сети составляют: $t_{1К} = 86{,}0$°С; $t_{1\Sigma}^{ОЦ} = 83{,}5$°С; $t_{2ОТ.В}^{ОЦ} = 50{,}0$°С (см. таблицу АЦ.6).

АЦ.6.3.4 Определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение в неавтоматизированных СГВ при непосредственном водоразборе

Средние значения температуры воды в СГВ при неавтоматизированном водоразборе принимаются, как и при автоматизированном, на 5°С ниже температуры сетевой воды на входе в системы: при водоразборе только из подающей линии $t_{ГВ}^{СР} = t_{1\Sigma}^{ОЦ} - 5$, только из обратной $t_{ГВ}^{СР} = t_{2ОТ.В}^{Ф} - 5$. Значения средних температур воды в СГВ при неавтоматизированном непосредственном водоразборе для примерной системы теплоснабжения приведены в таблице АЦ.8. Значения температур $t_{1\Sigma}^{ОЦ}$ и $t_{2ОТ.В}^{ОЦ}$ в примерной системе теплоснабжения приняты по таблице АЦ.7.

При водоразборе только из подающей линии $\rho_{О.НА} = 0$, $\rho_{П.НА} = 1$, а эксплуатационный удельный расход сетевой воды на горячее водоснабжение $g_{ВР.НА.П}$ (м^3/Гкал) определяют по формуле:

$$g_{ВР.НА.П} = \frac{10^3}{t_{ГВ}^{СР} - t_{ХВ}} \qquad \text{(АЦ.6.7)}$$

При водоразборе только из обратной линии $\rho_{П.НА} = 0$, $\rho_{О.НА} = 1$, а эксплуатационный удельный расход сетевой воды на горячее водоснабжение $g_{ВР.НА.О}$ (м^3/Гкал) определяют по той же формуле:

$$g_{ВР.НА.О} = \frac{10^3}{t_{ГВ}^{СР} - t_{ХВ}} \qquad \text{(АЦ.6.8)}$$

При $t_{НВ}$ = –3°С достаточно определить значение удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при отборе ее только из подающей линии $g_{ВР.НА.П}$ $g_{ВР.НА.П}$, не проводя расчет этого удельного расхода при отборе только из обратной линии, поскольку повышенный расход сетевой воды на горячее водоснабжение при отборе только из обратной линии оказывает примерно то же влияние на гидравлический режим системы теплоснабжения, что и меньший расход, но отбираемый из подающей линии.

Значения эксплуатационного удельного расхода сетевой воды при неавтоматизированном водоразборе в примерной системе теплоснабжения приведены в таблице АЦ.8.

Таблица АЦ.8 – Эксплуатационный удельный расход сетевой воды при неавтоматизированном водоразборе

Температура, °С	Удельный расход сетевой воды на горячее водоснабжение м^3/Гкал	
	$g_{ВР.НА.П}$	$g_{ВР.НА.О}$
$t_{НВ.И}$ = +2,5; $t_{ГВ}^{СР}$ = 63	17,2	–
$t_{НВ}$ = -3; $t_{ГВ}^{СР}$ = 78,5	13,6	–
$t_{НВ.С}$ = -15; $t_{ГВ}^{СР}$ = 60	–	18,2
$t_{НВ.Р}$ = -26; $t_{ГВ}^{СР}$ = 46	–	24,4

АЦ.6.3.5 Расчет расхода сетевой воды на циркуляцию воды в неавтоматизированных СГВ при непосредственном водоразборе

При наличии циркуляции в неавтоматизированной СГВ с непосредственным водоразбором значение циркуляционного расхода воды учитывается в расходе сетевой воды на отопление потребителя. У таких потребителей эксплуатационный удельный расход сетевой воды на отопление $\left(g_{ОТ.В}^{Р}\right)_{НЕП.Ц}$ (м^3/Гкал) равен

$$\left(g_{ОТ.В}^{Р}\right)_{НЕП.Ц} = (1+0,7a_{ОЧ.НА})\left(g_{ОТ}^{Р}\right)_{НЕП}, \qquad \text{(АЦ.6.9)}$$

где $(1 + 0,7a_{ОЧ.НА})$ – коэффициент учитывающий необходимость увеличения расхода сетевой воды на системы отопления, покрывающего тепловые потери в СГВ и в то же время обеспечивающего нормальный расход тепловой энергии на системы отопления. Величина $a_{ОЧ.НА}$ расшифрована в АЦ.5.1; для примерной системы теплоснабжения $a_{ОЧ.НА}$ = 0,04.

Эксплуатационный удельный расход сетевой воды на отопление у потребителей с неавтоматизированным непосредственным водоразбором и циркуляцией воды в СГВ $\left(g_{ОТ.В}^{Р}\right)_{НЕП.Ц}$ в примерной системе теплоснабжения составляет

$$\left(g_{ОТ.В}^{Р}\right)_{НЕП.Ц} = (1+0,7\cdot 0,04)\cdot 13,6 = 14,0 \text{ м}^3/\text{Гкал}.$$

АЦ.6.4 Определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на отопление при независимом присоединении систем отопления (вентиляции)

Целью расчета является определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на неавтоматизированные подогреватели независимо присоединенных систем отопления (вентиляции).

Приводимая методика расчета эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на отопительные подогреватели применяется для тепловых пунктов, в которых нагрузка горячего водоснабжения отсутствует или присоединена посредством параллельной или смешанной схем включения подогревателей горячего водоснабжения. При последовательной схеме включения подогревателей горячего водоснабжения определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды производится совместно на отопление и горячее водоснабжение (см. АЦ.6.6) и отдельно на отопительный подогреватель не осуществляется.

Расчет эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на отопительные подогреватели производится для каждого теплового пункта с указанным оборудованием.

АЦ.6.4.1 Методика расчета эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на независимо присоединенные системы отопления

Расчет эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на подогреватели независимо присоединенных систем отопления выполняется в точке излома температурного графика.

При независимой схеме присоединения систем отопления (вентиляции) потребителей определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на отопление производится по специально разработанной ОАО «Фирма ОРГРЭС» методике в соответствии с приложением АЦ.1.Г, задача 1 «indepgip», пример 1 «indgip #». Расчет производится с помощью ПЭВМ.

При расчете эксплуатационных удельных расходов сетевой воды используются температура сетевой воды в подающей линии в точке излома нормативного графика температур, утвержденного ЭОС, $\left(t^{H}_{1CT}\right)_{И}$, оценочное среднее значение понижения температуры воды в этой линии в точке излома температурного графика $\left(\Delta t^{H}_{TП1}\right)_{И}$ (см. таблицу АЦ.5) и значение относительного расхода сетевой воды на отопление $y^{ОЦ}_{ОТ.В}$ $y^{ОЦ}_{ОТ.В}$, равное единице.

В результате расчетов находится эксплуатационное значение удельного расхода сетевой воды на каждый отопительный подогреватель при независимом присоединении систем отопления (вентиляции) – gip = $\left(g^{P}_{ОТ.В}\right)_{НЕЗ}$. Определенное таким образом значение удельного расхода сетевой воды на неавтоматизированные подогреватели систем отопления (вентиляции) постоянно в течение отопительного сезона.

АЦ.6.4.2 Исходные данные, необходимые для определения эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на независимо присоединенные системы отопления

Основными исходными данными для определения эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на неавтоматизированные отопительные подогреватели в точке излома температурного графика являются:

- коэффициент эффективности m_i и число последовательно включенных секций отопительного подогревателя n_i;

- расчетные значения температуры воды в независимо присоединенных системах отопления (во втором контуре) t_{1ip}, t_{2ip} и t_{3ip} расчетная температура наружного воздуха для отопления $t_{НВ.Р}$;

- температура сетевой воды в подающей линии в точке излома нормативного температурного графика $\left(t^{Н}_{1СТ}\right)_{И}$, заданная ЭОС, и температура наружного воздуха в точке излома нормативного температурного графика $t_{НВ.И}$;

- среднее значение понижения температуры сетевой воды в подающей линии в точке излома нормативного температурного графика за счет тепловых потерь $\left(\Delta t^{ОЦ}_{ТП1}\right)_{И}$.

Способ нахождения коэффициента эффективности отопительного подогревателя m_i, зависящего от эксплуатационного состояния его поверхности нагрева, приведен в приложении В.

При незначительном количестве отопительных подогревателей в системе теплоснабжения целесообразно выделять данные по тепловым пунктам с такими подогревателями при отсутствии нагрузки горячего водоснабжения или при присоединении ее на тепловых пунктах по параллельной и смешанной схемам в специальную расчетную таблицу (таблица АЦ.9).

Таблица АЦ.9 – Расчет удельного расхода сетевой воды при независимом присоединении системы отопления

Расположение потребителя		Характеристика отопительного подогревателя			Эксплуатационный удельный расход сетевой воды на отопление gip, $м^3$/Гкал
Адрес	Номер на расчетной схеме	T_{1iP}, °С	m_i	n_i	
1	2	3	4	5	6
	271	95	0,6	4	15,9
	453	95	0,6	5	14,8
	805	120	0,6	8	16,3

Примечания

1 Внесение адреса потребителя необязательно; при отказе от него графа 1 может быть исключена.

2 При одинаковых значениях T_{1ip} или m_i для всех отопительных подогревателей соответствующие графы могут быть исключены, а сами значения вынесены в примечание.

АЦ.6.4.3 Образец подбора исходных данных для одного из потребителей с независимым присоединением отопительной нагрузки в примерной системе теплоснабжения и результат расчета значения gip

В состав потребителей примерной системы теплоснабжения с независимой схемой присоединения отопительно-вентиляционной нагрузки входят все такие потребители с любой схемой присоединения нагрузки горячего водоснабжения на их тепловых пунктах (кроме последовательной), а также потребители без этой нагрузки.

Отопительные подогреватели потребителей, присоединенных по независимой схеме в ЦТП или в ИТП, рассчитываются одинаково (с использованием задачи 1 «indepgip»).

Ниже приводится пример подбора исходных данных для потребителя с независимым присоединением отопительной нагрузки, необходимых для определения эксплуатационного значения расчетного удельного расхода сетевой воды на отопительные подогреватели g_{ip} (м^3/Гкал), производимого с помощью ПЭВМ согласно задаче 1 «indepgip».

Для расчета эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на отопление при его независимом присоединении для одного из потребителей примерной системы теплоснабжения в память ПЭВМ при решении задачи 1 «indepgip» должны быть введены следующие исходные данные (последние три цифровые значения приведены для этого потребителя):

$T_1(t_{BH})$ – расчетная температура воздуха внутри помещений, °С (T_1 = 18);

$T_{np}(t_{HB.P})$ – расчетная температура наружного воздуха для отопления, °С (T_{np} = -26);

$T_{2iP}(t_{2iP})$ – номинальная расчетная температура воды в обратной линии систем отопления, °С (T_{2iP} = 70);

$T_{3iP}(t_{3iP})$ – номинальная расчетная температура воды в подающей линии систем отопления, °С (T_{3iP} = 95);

$T_{nu}(t_{HB.H})$ – температура наружного воздуха в точке излома нормативного температурного графика системы теплоснабжения, °С (T_{nu} = 2,5);

$T_{1u}\left(t^{H}_{1CT}\right)_{И}$ $\left(t^{H}_{1CT}\right)_{И}$ – температура сетевой воды в подающей линии по нормативному температурному графику системы теплоснабжения в точке его излома, °С (T_{1u} = 70°С – см. разлел АЦ.4.2.1);

$DT_{tp1u}\left(\Delta t^{ОЦ}_{ТП1}\right)_{И}$ – среднее значение понижения температуры сетевой воды в подающей линии тепловой сети за счет тепловых потерь в точке излома нормативного температурного графика, °С (DT_{tp1u} = 2°С – см. таблицу АЦ.5);

$T_{1iP}(t_{1iP})$ – расчетная температура воды в подающей линии перед системами отопления (во втором контуре за отопительным подогревателем), °С (T_{1iP} = 130°С);

m_i – коэффициент эффективности отопительного подогревателя m_i = 0,60;

n_i – количество последовательно соединенных секций отопительного подогревателя n_i = 6.

В результате расчета эксплуатационный удельный расход сетевой воды на независимо присоединенные системы отопления оказывается равным gip = $\left(g^{P}_{OT.B}\right)_{НЕЗ}$ = 23,5 м^3/Гкал.

АЦ.6.5 Определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при присоединении СГВ посредством водоводяных подогревателей, включенных по параллельной и смешанной схемам

Целью расчета является определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение потребителей, которое обеспечивается водоводяными подогревателями, включенными на тепловых пунктах по параллельной и смешанной схемам ($g_{ВП}$ м^3/Гкал).

Расчет эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на подогреватели горячего водоснабжения, включенные по параллельной и смешанной схемам, производится для каждого теплового пункта с такими подогревателями.

АЦ.6.5.1 Методика расчета эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при параллельной и смешанной схемах

Расчет эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение осуществляется как для СГВ с циркуляцией воды в них, так и для систем без циркуляции воды. Системы горячего водоснабжения могут быть присоединены как в ИТП, так и в ЦТП.

Для неавтоматизированных подогревателей (без РТ) расчет производится только при условиях точки излома температурного графика, для автоматизированных подогревателей (с РТ) расчет выполняется при трех-четырех значениях температуры наружного воздуха: в точке излома графика $t_{НВ.И}$, в точке его срезки $t_{НВ.С}$, при промежуточной температуре наружного воздуха $t_{НВ.И} > t_{НВ} > t_{НВ.С}$ и при расчетной его температуре $t_{НВ.Р}$ (только при постоянном отпуске тепловой энергии в системе теплоснабжения в диапазоне срезки температурного графика).

При указанных схемах присоединения СГВ посредством водоподогревателей определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение осуществляется на ПЭВМ с использованием приложения АЦ.1.Г.

Определение эксплуатационных значений удельных расходов сетевой воды на горячее водоснабжение, обеспечиваемое посредством водоподогревателей, без использования ПЭВМ и специально разработанных алгоритмов по своей чрезвычайной трудоемкости практически невозможно.

АЦ.6.5.2 Определение тепловой нагрузки горячего водоснабжения, присоединенной посредством водоподогревателей

Согласно пп. 2.2, б и 8.2 СНиП 2.04.01-85[2] «Внутренний водопровод и канализация зданий», средненедельный расход сетевой воды на горячее водоснабжение и его часовая средненедельная тепловая нагрузка в закрытых системах теплоснабжения определяются при средней температуре воды в СГВ $t_{ГВ}^{СР} = 55°С$. При этом нормативная температура воды на входе в системы должна быть не ниже $t_{ГВ}^{Р} = 60°С$, а температура циркуляционной воды, поступающей из СГВ на тепловой пункт, должна составлять 50°С (на выходе из системы).

По предварительной оценке минимальная температура воды в подающей линии тепловой сети примерной системы теплоснабжения составляет 68°С (см. таблицу АЦ.5), поэтому температура нагретой в подогревателях водопроводной воды может достигать нормативного значения 60°С (см. также СП 41-101-95 к СНиП 41-02-2003 [21]. При этом часть теплосодержания водопроводной воды на выходе из теплового пункта расходуется на компенсацию тепловых потерь трубопроводами СГВ. Эта доля определяется соотношением $\frac{t_{ГВ}^{Р} - t_{ГВ}^{СР}}{t_{ГВ}^{СР} - t_{ХВ}}$ и для закрытой системы составляет $\frac{60-55}{55-5} = 0,1$ часового средненедельного расхода тепловой энергии на горячее водоснабжение. Согласно СП 41-101-95 к СНиП 41-02-2003 [4] эта величина должна учитываться во всех СГВ, присоединенных посредством водоподо-

гревателей, независимо от того, предусмотрена или нет система циркуляции воды в них.

Таким образом, для СГВ, присоединенных на тепловых пунктах посредством водоводяных подогревателей, нормативно предопределяется увеличение средненедельной тепловой нагрузки горячего водоснабжения на 10 % по сравнению с определенной согласно СНиП 2.04.01-85, и в расчетах средненедельная нагрузка горячего водоснабжения, определенная согласно СНиП2.04.01-85, должна приниматься с коэффициентом 1,1.

Расчетный удельный расход водопроводной воды, поступающей в СГВ при любой тепловой нагрузке горячего водоснабжения, включая средненедельную, равен $\frac{10^3}{\left(t_{ГВ}^{СР} - t_{ХВ}\right)} = \frac{10^3}{(55-5)} = 20$ м^3/Гкал.

АЦ.6.5.3 Определение тепловой нагрузки системы циркуляции воды, обеспечиваемой водоподогревателями горячего водоснабжения

В СГВ, где предусмотрена система циркуляции воды, нормативный коэффициент, учитывающий потери тепловой энергии трубопроводами СГВ, $K_{ТП}$ регламентируется СП 41-101-95 к СНиП 41-02-2003 [21]. Этот коэффициент определяется отношением значения тепловых потерь к средненедельной нагрузке горячего водоснабжения и принимается обычно $K_{ТП} = \frac{Q_Ц^Р}{Q_{ГВ}^{СР.Н}} = 0,2$ при ИТП и $K_{ТП}$ = 0,25 при ЦТП.

АЦ.6.5.4 Определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при параллельной схеме включения водоподогревателей

АЦ.6.5.4.1 Задачи, решаемые при расчете эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при параллельной схеме

Расчет эксплуатационных удельных расходов сетевой воды на горячее водоснабжение при параллельной схеме включения водоподогревателей у потребителей производится с помощью ПЭВМ путем решения следующих задач (см приложение АЦ.1.Г):

- определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при автоматизированных и неавтоматизированных СГВ без циркуляции воды в них в диапазоне температур сетевой воды в подающей линии $70°C \le T_1\left(t_{1СТ}^{Н}\right) < 90$ °С, которая подразделяется на две отдельные задачи в зависимости от количества секций в подогревателе горячего водоснабжения:

а) при количестве секций $n \le 6$ – задача 3 «par 70^6», пример 3 «раг70^6#»;

б) при количестве секций $n \ge 7$ – задача 4 «par 70^7», пример 4 «раг70^7#»;

- определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при автоматизированных СГВ без циркуляции воды в них при температурах сетевой воды в подающей линии $T_1\left(t_{1СТ}^{Н}\right) \ge 90°C$ -задача 5 «par 90», пример 5 «par 90#»;

- определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при автоматизированных и неавтоматизированных СГВ с цир-

куляцией воды в них в диапазоне температур сетевой воды в подающей линии 70°С ≤ $T_1\left(t^{H}_{1CT}\right)$ ≤ 90 °С – задача 6 «parcir 70», пример 6 «parcr 70#»;

- определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при автоматизированных СГВ с циркуляцией воды в них при температурах сетевой воды в подающей линии $T_1\left(t^{H}_{1CT}\right)$ ≥ 90°С – задача 7 «parcir 90», пример 7 «parcr 90#».

Для автоматизированных СГВ (при наличии РТ на тепловых пунктах) определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение $g_{BП}$ при параллельной схеме включения подогревателей производится при трех характерных температурах наружного воздуха в диапазоне качественного регулирования: при $t_{HB.И}$, $t_{HB.И} > t_{HB} > t_{HB.C}$ и $t_{HB.C}$. В условиях постоянства температуры сетевой воды в подающей линии сети в диапазоне температур наружного воздуха $t_{HB.C} \geq t_{HB} \geq t_{HB.P}$ определение величины $g_{BП}$ не производится. При постоянстве отпуска тепловой энергии в указанном диапазоне определение удельных расходов сетевой воды на горячее водоснабжение дополнительно производится и при расчетной температуре наружного воздуха $t_{HB.P}$. Расчет удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при t_{HB} = +10°С не производится, поскольку его значение совпадает со значением $g_{BП}$ в точке излома температурного графика $t_{HB.И}$.

Дня неавтоматизированных СГВ (при отсутствии РТ на тепловых пунктах) определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение $g_{BП}$ при параллельной схеме включения подогревателей производится только при одной характерной температуре наружного воздуха, соответствующей точке излома температурного графика $t_{HB.И}$. На протяжении отопительного сезона значение удельного расхода $g_{BП}$ остается постоянным и равным его значению при $t_{HB.И}$. При проведении расчетов для неавтоматизированных СГВ используются только задачи 3, 4 и 6.

В результате расчетов определяются значения $gt = g_{BП}$ для параллельной схемы включения подогревателей горячего водоснабжения при указанных характерных температурах наружного воздуха.

АЦ.6.5.4.2 Исходные данные, необходимые для определения эксплуатационных удельных расходов сетевой воды на параллельно присоединенные подогреватели горячего водоснабжения

Основными исходными данными для определения эксплуатационных удельных расходов сетевой воды на автоматизированные и неавтоматизированные подогреватели горячего водоснабжения, включенные по параллельной схеме, при отсутствии циркуляции в СГВ являются:

- коэффициент эффективности m и число секции подогревателя n;
- значения температуры сетевой воды в подающей линии тепловой сети по нормативному температурному графику t^{H}_{1CT}, при которых определяются эксплуатационные значения удельного расхода сетевой воды;
- средние значения понижения температуры сетевой воды в подающей линии тепловой сети за счет тепловых потерь $\Delta t_{TП1}$ при значениях температуры во-

ды в этой линии t^{H}_{1CT} при которых определяются эксплуатационные значения удельного расхода сетевой воды.

Способ нахождения коэффициента эффективности подогревателя, включенного по параллельной схеме, который зависит от эксплуатационного состояния его поверхности нагрева, приведен в приложении АЦ.В.

При наличии циркуляции в СГВ основными исходными данными для определения эксплуатационных значений удельного расхода сетевой воды на автоматизированные и неавтоматизированные подогреватели горячего водоснабжения, включенные по параллельной схеме, являются:

- отношение тепловых потерь в СГВ к средненедельной тепловой нагрузке горячего водоснабжения $K_{ТП}$;
- коэффициенты эффективности m_1 и m_2 и количество последовательно соединенных секций водоподогревателя n_1 и n_2 раздельно по первой и второй ступеням подогревательной установки (до и после точки врезки циркуляционной линии);
- температуры сетевой воды в подающей линии тепловой сети по нормативному температурному графику t^{H}_{1CT}, при которых определяются эксплуатационные значения удельного расхода сетевой воды;
- средние значения понижения температуры сетевой воды в подающей линии тепловой сети за счет тепловых потерь $\Delta t_{ТП1}$ при значениях температуры воды в этой линии t^{H}_{1CT}, при которых определяются эксплуатационные значения удельного расхода сетевой воды.

В состав потребителей с параллельной схемой включения подогревателей горячего водоснабжения входят все потребители с этой схемой независимо от схемы включения систем отопления на их тепловых пунктах. Все потребители с этой схемой подразделяются на потребителей с наличием или отсутствием РТ воды на входе в СГВ и с наличием или отсутствием циркуляции воды в СГВ.

Расчет эксплуатационного значения удельного расхода сетевой воды на параллельно включенные подогреватели горячего водоснабжения производится для каждого теплового пункта с таким подогревателем.

АЦ.6.5.4.3 Образцы подбора исходных данных для ряда потребителей в примерной системе теплоснабжения с параллельной схемой присоединения подогревателя горячего водоснабжения и результаты расчета значений $g_{ВП} = gt$

В качестве примера выбраны потребитель, характеризуемый наличием РТ и отсутствием циркуляции воды в СГВ, и потребитель, характеризуемый наличием РТ и циркуляции воды в СГВ. Для первого потребителя исходные данные подбирались для расчета эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при t_{HB} = -3°С, для второго потребителя – при $t_{HB.P}$ = -26°С.

Для расчета эксплуатационного значения удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при параллельной схеме его присоединения при t_{HB} = -3 °С для первого потребителя в память ПЭВМ при решении задачи 3 «par 70^6» должны быть введены следующие исходные данные:

T_{gp} ($t^{P}_{ГВ}$) -расчетная температура нагретой воды на входе в СГВ, °С (Т T_{gp} = 60);

$T_X(t_{XB})$ – температура холодной водопроводной воды, °С (T_X = 5);

$T_1(t^H_{1CT})$ – температура сетевой воды в подающей линии по нормативному температурному графику при T_n = -3, при которой определяется удельный расход сетевой воды, °С (T_1 = 86, см. разлел АЦ.4.2.1.4);

$DT_{tp1}\left(\Delta t^{OЦ}_{TП1}\right)$ – среднее значение понижения температуры сетевой воды в подающей линии тепловой сети за счет тепловых потерь при температуре воды в подающей линии T_1 = 86 (при T_n= -3), °С (DT_{tp1} = 2,5, см. таблицу АЦ.5);

A_0 – коэффициент, зависящий от T_1 (A_0 = 0,56, см. приложение АЦ.1.Г);

m – коэффициент эффективности подогревателя горячего водоснабжения (m=0,70);

n – количество последовательно соединенных секций подогревателя (n = 3).

В результате расчета эксплуатационный удельный расход сетевой воды на горячее водоснабжение при t_{HB} = –3°С оказался равным $gt = g_{BП}$ = 36,7 м^3/Гкал.

Для расчета эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при параллельной схеме его присоединения при $t_{HB.P}$ = -26°С для второго потребителя в память ПЭВМ при решении задачи 7 «parcir 90» должны быть введены следующие исходные данные:

$T_{gp}(t^P_{ГВ})$ -расчетная температура нагретой воды на входе в СГВ, °С (T_{gp} = 60);

$T_X(t_{XB})$ -температура холодной водопроводной воды, °С (T_X = 5);

$T_C(t^P_Ц)$ – расчетная температура циркуляционной воды на входе в подогревательную установку, °С (T_C = 50);

$T_1(t^H_{1CT})$ – температура сетевой воды в подающей линии по нормативному температурному графику при T_{np} = -26, при которой определяется удельный расход сетевой воды, °С (T_1 = 106 – см. разлел АЦ.4.2.1.3);

$DT_{tp1}(\Delta t^{OЦ}_{TП1})$ – среднее значение понижения температуры сетевой воды в подающей линии тепловой сети за счет тепловых потерь при температуре сетевой воды в подающей линии T_1=106 (при T_{np} = -26), °С (DT_{tp1} = 3,0 – см. таблицу АС.5);

$K_{tp}(K_{TП})$ – коэффициент тепловых потерь, определяющий расход тепловой энергии на циркуляцию воды в СГВ, – отношение тепловых потерь в системе горячего водоснабжения к средненедельной тепловой нагрузке горячего водоснабжения потребителя (K_{tp} = 0,2);

m_1 – коэффициент эффективности первой ступени подогревателя горячего водоснабжения (m_1 = 0,5);

m_2 – коэффициент эффективности второй ступени подогревателя горячего водоснабжения (m_2=0,4);

n_1 – количество последовательно соединенных секций подогревателя первой ступени (n_1 = 3);

n_2 – количество последовательно соединенных секции подогревателя второй ступени (n_2 = 3).

В результате расчета эксплуатационный удельный расход сетевой воды на горячее водоснабжение при $t_{HB.P}$ = -26°С оказался равным $gt = g_{BП}$ = 20,5 м^3/Гкал.

Для примерной системы теплоснабжения образцы расчетов эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на параллельно включенные подогреватели горячего водоснабжения в зависимости от их автоматизации и наличия циркуляции в СГВ приведены в сводной таблице АЦ.10.

АЦ.6.5.5 Определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при смешанной схеме включения водоподогревателей

Определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при смешанной схеме включения водоподогревателей производится при следующих схемах СГВ и тепловых пунктов:

- при автоматизированных и неавтоматизированных СГВ;
- при наличии и отсутствии циркуляции воды в СГВ;
- при непосредственной и независимой схемах присоединения систем отопления;
- при использовании смешанной схемы в ИТП и ЦТП.

АЦ.6.5.5.1 Задачи, решаемые при расчете эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при смешанной схеме

Расчет эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при смешанной схеме включения подогревателей и непосредственной схеме присоединения систем отопления производится с помощью ПЭВМ, при этом решаются следующие задачи (см. приложение АЦ.1.Г):

- определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при автоматизированных и неавтоматизированных СГВ с циркуляцией воды в них и при ее отсутствии в диапазоне спрямления температурного графика – задача 8 «mixdir 70», пример 8 «mxdir 70#»;
- определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при автоматизированных СГВ с циркуляцией воды в них и при ее отсутствии в диапазонах температур наружного воздуха, прилегающих к $t_{HB} \approx$ -5°С (при $0{,}4 \le q \le 0{,}6$) -задача 9 «mixdir 5», пример 9 «mixdir 5#»;
- определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при автоматизированных СГВ с циркуляцией воды в них в диапазоне срезки температурного графика – задача 10 «mixdircp», пример 10 «mxdircp#»;
- определение температуры наружного воздуха, при которой для автоматизированных СГВ без циркуляции воды эксплуатационный удельный расход сетевой воды на горячее водоснабжение равен нулю – задача 11 «mxdig*t*0», пример 11 «mxdig*t*0#».

Расчет эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при смешанной схеме включения подогревателей и независимой схеме присоединения систем отопления при наличии или отсутствии циркуляции в СГВ производится с помощью ПЭВМ, при этом решаются следующие задачи (см. приложение АЦ.1.Г):

- определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при автоматизированных и неавтоматизированных СГВ в диапазоне спрямления температурного графика – задача 12 «mixind 70», пример 12 «mxind 70#»;

- определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при автоматизированных СГВ в диапазонах температур наружного воздуха, прилегающих к $t_{HB} \approx -5$°С (при $0{,}4 \le q \le 0{,}6$) – задача 13 «mixind 5», пример 13 «mixind 5#»;
- определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при автоматизированных СГВ в диапазоне срезки температурного графика -задача 14 «mixindcp», пример 14 «mxmdcp#»;
- определение температуры наружного воздуха, при которой для автоматизированных СГВ эксплуатационный удельный расход сетевой воды на горячее водоснабжение равен нулю -задача 15 «mxing*t*0», пример 15 «mxing*t*0#».

Как и при параллельной схеме, при смешанной схеме включения автоматизированных СГВ определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение $g_{BП}$ производится при трех характерных температурах наружного воздуха в диапазоне качественного регулирования: $t_{HB.И}$, $t_{HB.И} > t_{HB} > t_{HB.C}$ и $t_{HB.C}$. В условиях постоянства температуры сетевой воды в подающей линии в диапазоне температур наружного воздуха $t_{HB.C.} \ge t_{HB} \ge t_{HB.P}$ определение значения величины $g_{BП}$ не производится. Это объясняется тем, что эксплуатационный удельный расход сетевой воды на горячее водоснабжение при $t_{HB.P}$ мало отличается от его значения при $t_{HB.C}$ и практически расчет удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при $t_{HB.P}$ можно не производить, приняв значение $g_{BП}$ при $t_{HB.P}$ равным его значению при $t_{HB.C}$.

При постоянстве отпуска тепловой энергии в диапазоне наружного воздуха $t_{HB.C.} \ge t_{HB} \ge t_{HB.P}$ определение удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение дополнительно производится и при расчетной температуре наружного воздуха $t_{HB.P}$.

Независимо от режима отпуска тепловой энергии в диапазоне температур наружного воздуха $t_{HB.C.} \ge t_{HB} \ge t_{HB.P}$ значение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при $t_{HB} = +10$°С мало отличается от его значения при $t_{HB.И}$. Поэтому расчет удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при $t_{HB} = +10$°С можно не производить, приняв значение $g_{BП}$ при $t_{HB} = +10$°С равным его значению при $t_{HB.И}$.

В зависимости от конкретного набора исходных данных возможны случаи, при которых нельзя определить значения $g_{BП}$ в диапазоне срезки температурного графика. Это объясняется тем, что вторая ступень подогревательной установки прекращает работать при $t_{HB} > t_{HB.C}$ из-за достижения значения температуры водопроводной воды $t^{P}_{ГВ}$ $t^{P}_{ГВ} = 60$°С при этой t_{HB}. Ее значение находится при решении задач 11 и 15. В этом случае задачи 10 и 14 решать не следует и значения $g_{BП}$ в диапазоне срезки температурного графика должны быть приняты равными нулю.

Для неавтоматизированных СГВ при смешанной схеме включения подогревателей определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение производится только при одной характерной температуре наружного воздуха – в точке излома температурного графика $t_{HB.И}$. На протяжении отопительного сезона значение удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение сохраняется постоянным и равным его значению при $t_{HB.И}$. При прове-

дении расчетов для неавтоматизированных СГВ используются только задачи 8 и 12.

В результате расчетов определяются значения $gt = g_{ВП}$ для каждого потребителя со смешанной схемой включения подогревателей горячего водоснабжения при указанных характерных температурах наружного воздуха.

АЦ.6.5.5.2 Исходные данные, необходимые для определения эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при смешанной схеме включения подогревателей

Основными исходными данными для определения эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на автоматизированные и неавтоматизированные подогреватели горячего водоснабжения, включенные по смешанной схеме, являются:

- коэффициенты эффективности подогревателей горячего водоснабжения первой и второй ступеней m_1 и m_2, а при независимой схеме присоединения систем отопления и смешанной схеме присоединения СГВ также и коэффициент эффективности отопительного подогревателя m_i в этом случае необходимы и расчетные температуры воды во втором контуре t_{1ip}, t_{2ip} и t_{3ip}. Способ нахождения коэффициентов m_1, m_2 и m_i указан в приложении В;

- количество последовательно соединенных секций в подогревателях горячего водоснабжения первой и второй ступеней n_1 и n_2, а при независимой схеме присоединения систем отопления и количество последовательно соединенных секций в отопительном подогревателе n_i;

- расчетная температура наружного воздуха для отопления $t_{НВ.Р}$;

- характерные значения температуры наружного воздуха $t_{НВ.Х}$, при которых предполагается делать расчет эксплуатационных удельных расходов сетевой воды на горячее водоснабжение $g_{ВП}$ для автоматизированных схем включения подогревателей; при неавтоматизированных схемах расчет производится только в точке излома температурного графика $t_{НВ.И}$;

- температуры сетевой воды в подающей линии $t^{Н}_{1СТ}$ по заданному нормативному графику температур при характерных значениях температуры наружного воздуха, при которых предполагается определять $g_{ВП}$ для автоматизированных схем включения подогревателей;

- средние значения понижения температуры сетевой воды в подающей линии $\Delta t^{ОЦ}_{ТП1}$ при характерных значениях температуры наружного воздуха, при которых предполагается определять $g_{ВП}$ (см. таблицу АЦ.5);

- отношение средненедельной нагрузки горячего водоснабжения, принятой с коэффициентом 1,1, к расчетной отопительной (и вентиляционной) нагрузке $a_P = \frac{1,1 Q^{СР\ Н}_{ГВ}}{Q^{Р}_{ОТ\ В}}$ для каждого потребителя;

- относительный расход сетевой воды на отопление в системе теплоснабжения $y^{ОЦ}_{ОТ\ В}$ (см. АЦ.5.7);

- коэффициент $K_{ТП}$, определяющий расход тепловой энергии на циркуляцию воды в СГВ ($K_{ТП}$ = 0,2 при ИТП; 0,25 при ЦТП и $K_{ТП}$ = 0 при отсутствии циркуляции);

- при непосредственно присоединенных системах отопления – номинальный расчетный удельный расход сетевой воды при режиме качественного регулирования $\left(g^{P}_{OT\,B}\right)^{HOM}_{HEП}$ и коэффициент K_{OT}, учитывающий повышение расхода сетевой воды на отопление при понижении температуры сетевой воды в подающей линии за счет тепловых потерь; значение K_{OT} принимается согласно АЦ.6.1;

- при независимой схеме присоединения систем отопления – расчетный эксплуатационный удельный расход сетевой воды на отопление $\left(g^{P}_{OT\,B}\right)_{HE3}$, определяемый для данного потребителя в точке излома температурного графика согласно АЦ.6.4.

Необходимо еще раз подчеркнуть, что при неавтоматизированных подогревателях горячего водоснабжения все исходные данные должны быть выявлены только для точки излома температурного графика; при автоматизированных подогревателях исходные данные должны быть определены для всех характерных значений температуры наружного воздуха,

В состав потребителей со смешанной схемой включения подогревателей горячего водоснабжения входят все потребители с этой схемой независимо от схемы включения систем отопления на тепловом пункте. Все потребители со смешанной схемой подразделяются на потребителей с наличием или отсутствием РТ водопроводной воды на входе в СГВ. При наличии циркуляции воды в СГВ потребители распределяются также и по виду теплового пункта (ИТП или ЦТП).

Расчеты эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на подогреватели горячего водоснабжения, включенные по смешанной схеме, производятся для каждого теплового пункта с такой схемой включения подогревателей.

АЦ.6.5.5.3 Образцы подбора исходных данных для ряда потребителей примерной системы теплоснабжения со смешанной схемой присоединения подогревателей горячего водоснабжения и результаты расчета значений $g_{BП} = gt$

В качестве примера выбраны потребитель с непосредственным присоединением систем отопления в ЦТП, характеризуемый отсутствием РТ и наличием циркуляции воды в СГВ, и потребитель с независимым присоединением систем отопления в ЦТП, характеризуемый наличием РТ и отсутствием циркуляции воды в СГВ. Для первого потребителя исходные данные подбирались для расчета эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при $t_{HB.И}$ = +2,5°С, для второго потребителя – при t_{HB} = -3 °С.

Для расчета эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при смешанной схеме его присоединения и непосредственном присоединении систем отопления при $t_{HB.И}$ = +2,5°С для первого потребителя в память ПЭВМ при решения задачи 8 «mixdir 70» должны быть введены следующие исходные данные:

$T_1(t_{BH})$ – расчетная температура воздуха внутри помещений, °С ($T_{1'} = 18$);

$T_{np}(t_{HB.P})$ -расчетная температура наружного воздуха для отопления, °С (T_{np} = –26°С);

$T_{1P}(t_{1P})$ – номинальная расчетная температура сетевой воды в подающей линии системы теплоснабжения, °С ($T_{1P} = 150$°С);

$T_{2P}(t_{2P})$ – номинальная расчетная температура сетевой воды в обратной линии системы теплоснабжения, °С ($T_{2P} = 70$°С);

T_{3P} (t_{3P}) – номинальная расчетная температура сетевой воды в подающей линии систем отопления, °С ($T_{3P} = 95$°С);

$T_{gp}(t^{P}_{TB})$ – расчетная температура нагретой воды на входе в СГВ, °С ($T_{gp} = 60$°С);

$T_X(t_{XB})$ – температура холодной водопроводной воды, °С ($T_X = 5$°С);

$T_C(t^{P}_{Ц})$ – температура циркуляционной воды на входе в подогревательную установку, °С($T_C = 50$°С);

$g_{op}\left(g^{P}_{OT.B}\right)^{HOM}_{HEП}$ – расчетный номинальный удельный расход сетевой воды на отопление и вентиляцию при непосредственном их присоединении, м^3/Гкал ($g_{op} = 12{,}5$);

$K_{ot}(K_{OT})$ – коэффициент увеличения расхода сетевой воды на непосредственно присоединенные системы отопления за счет выстывания сетевой воды в подающей линии ($K_{ot} = 1{,}09$);

$T_n(t_{HB})$ – температура наружного воздуха, при которой производится расчет эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение, °С ($T_n = 2{,}5$ – см. АЦ.4.2.1);

$T_1(t^{H}_{1CT})$ – температура сетевой воды в подающей линии по нормативному температурному графику системы теплоснабжения, соответствующая температуре наружного воздуха $T_n = 2{,}5$, при которой производится расчет эксплуатационного удельного расхода сетевой воды, °С ($T_1 = 70$°С – см. АЦ.4.2.1);

$DT_{tp1}(\Delta t_{TП1})$ – среднее значения понижения температуры сетевой воды в подающей линии тепловой сети за счет тепловых потерь при температуре наружного воздуха $T_n = 2{,}5$, °С ($DT_{tp1} = 2$ – см. таблицу АЦ.5);

У($y^{OЦ}_{OT.B}$) – относительный расход сетевой воды на отопление в системе теплоснабжения при температуре наружного воздуха $T_n = 2{,}5$ (У = 1 – см. АЦ.5.7);

$K_{tp}(K_{TП})$ – коэффициент тепловых потерь, определяющий расход тепловой энергии на циркуляцию воды в СГВ – отношение тепловых потерь в системе горячего водоснабжения к средненедельной тепловой нагрузке горячего водоснабжения ($K_{tp} = 0{,}25$);

$a(a_P)$ – отношение средненедельной нагрузки горячего водоснабжения, принятое с коэффициентом 1,1, к расчетной отопительной (и вентиляционной) нагрузке потребителя ($a = 0{,}18$);

m_1 – коэффициент эффективности первой ступени подогревателя горячего водоснабжения ($m_1 = 0{,}70$);

m_2 – коэффициент эффективности второй ступени подогревателя горячего водоснабжения ($m_2 = 0{,}60$);

n_1 – количество последовательно соединенных секций подогревателя первой ступени ($n_1 = 5$);

n_2 – количество последовательно соединенных секций подогревателя второй ступени ($n_2 = 6$).

В результате расчета эксплуатационный удельный расход сетевой воды на горячее водоснабжение при $t_{HB.И}$ = 2,5°С оказывается равным gt = $g_{ВП}$ = 34,1 м^3/Гкал.

Для расчета эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение при смешанной схеме его присоединения и независимом присоединении систем отопления при t_{HB} = –3°С для второго потребителя в память ПЭВМ при решении задачи 13 «mixind 5» должны быть введены следующие исходные данные (данные по отопительному подогревателю приняты для потребителя 453 из таблицы АЦ.9):

T_1(t_{BH}) – расчетная температура воздуха внутри помещений, °С (T_1 = 18);

T_{np}($t_{HB.P}$) – расчетная температура наружного воздуха для отопления, °С (T_{np} = –26°С);

T_{2ip}(t_{2ip}) – номинальная расчетная температура воды в обратной линии независимо присоединенных систем отопления, °С (T_{2ip} = 70°С);

T_{3ip}(t_{3ip}) – номинальная расчетная температура воды в подающей линии независимо присоединенных систем отопления, °С (T_{3ip} = 95°С);

T_{gp}($t^P_{ГВ}$) – расчетная температура нагретой воды на входе в СГВ, °С (T_{gp} = 60°С);

T_X(t_{XB}) – температура холодной водопроводной воды, °С (T_X = 5°С);

T_C($t^P_Ц$) – расчетная температура циркуляционной воды на входе в подогревательную установку, °С (T_C = 50°С);

T_n(t_{HB}) – температура наружного воздуха, при которой производится расчет эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение, °С (T_n = –3°С – см. АЦ.4.2.1.4);

T_1(t^H_{1CT}) – температура сетевой воды в подающей линии по нормативному температурному графику системы теплоснабжения, соответствующая температуре наружного воздуха T_n = –3°С, при которой производится расчет эксплуатационного удельного расхода сетевой воды, °С (T_1 = 86°С – см. АЦ.4.2.1.4);

DT_{tp1}($\Delta t_{ТП1}$) – среднее значение понижения температуры сетевой воды в подающей линии тепловой сети за счет тепловых потерь при температуре наружного воздуха T_n = –3°С (DT_{tp1} = 3 – см. таблицу АЦ.5);

У($y^{ОЦ}_{ОТ.В}$) – относительный расход сетевой воды на отопление в системе теплоснабжения при температуре наружного воздуха T_H = –3°С (Y = 1,08 – см. разлел АЦ.5.7);

T_{1ip}(t_{1ip}) -расчетная температура воды в подающей линии перед системами отопления (во втором контуре после отопительного подогревателя), °С (T_{1ip} = 95);

$g_{ip}\left(g^P_{ОТ.В}\right)_{НЕЗ}$ – эксплуатационный (расчетный) удельный расход сетевой воды на отопительный подогреватель, м^3/Гкал (g_{ip} = 14,8 – см. таблицу АЦ.9);

m_i – коэффициент эффективности отопительного подогревателя (m_i = 0,60);

n_i – количество последовательно соединенных секции отопительного подогревателя (n_i = 5);

K_{tp}($K_{ТП}$) – коэффициент тепловых потерь, определяющий расход тепловой энергии на циркуляцию воды в СГВ, – отношение тепловых потерь в системе го-

рячего водоснабжения к средненедельной тепловой нагрузке горячего водоснабжения ($K_{тр} = 0$);

$a(a_P)$ – отношение средненедельной нагрузки горячего водоснабжения, принятой с коэффициентом 1,1, к расчетной отопительной (и вентиляционной) нагрузке для второго потребителя ($a = 0,13$);

m_1 – коэффициент эффективности первой ступени подогревателя горячего водоснабжения ($m_1 = 0,70$);

m_2 – коэффициент эффективности второй ступени подогревателя горячего водоснабжения ($m_2 = 0,60$);

n_1 – количество последовательно соединенных секций подогревателя первой ступени ($n_1 = 6$);

n_2 – количество последовательно соединенных секций подогревателя второй ступени ($n_2 = 4$).

В результате расчета эксплуатационный удельный расход сетевой воды на горячее водоснабжение при $t_{НВ} = -3$ °С оказывается равным $g_t = g_{ВП} = 5,8$ м^3/Гкал.

Для примерной системы теплоснабжения образцы расчетов эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на подогреватели горячего водоснабжения, включенные по смешанной схеме, в зависимости от их автоматизации, наличия циркуляции в СГВ и схемы присоединения систем отопления приведены в сводной таблице АЦ.10.

АЦ.6.6 Определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на отопление и горячее водоснабжение (на тепловой пункт) при последовательной схеме включения водоподогревателей горячего водоснабжения

АЦ.6.6.1 Общие положения

Проектная последовательная схема включения водоподогревателей горячего водоснабжения должна быть оборудована РТ, устанавливаемым на входе в СГВ, и РР, устанавливаемым на байпасе подогревателя второй ступени.

При отсутствии этих регуляторов при эксплуатации теплового пункта его режим и метод определения удельного расхода сетевой воды отличны от имеющих место при проектной схеме. В связи с этим неавтоматизированная последовательная схема включения подогревателей (без РТ и РР) ниже именуется «последовательной» схемой.

Определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на тепловой пункт при последовательной схеме включения водоподогревателей горячего водоснабжения производится при:

- непосредственной и независимой схемах присоединения систем отопления;
- автоматизированных и неавтоматизированных СГВ;
- наличии и отсутствии циркуляции воды в СГВ;
- использовании последовательной схемы в ИТП и ЦТП.

Эксплуатационный удельный расход сетевой воды на тепловой пункт с последовательной схемой включения подогревателей горячего водоснабжения определяется только в точке излома температурного графика и является постоянным на протяжении всего отопительного сезона.

Эксплуатационный удельный расход сетевой воды при последовательной схеме определяется совместно на отопление и горячее водоснабжение. Удельный расход сетевой воды на тепловой пункт с последовательной схемой включения подогревателей горячего водоснабжения представляет собой расход ее на 1 Гкал расчетной отопительной нагрузки (g_{tdp} или g_{tip}, м^3/Гкал). Эксплуатационный удельный расход сетевой воды на горячее водоснабжение при последовательной схеме включения подогревателей отдельно не определяется.

Определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на тепловой пункт при последовательной схеме включения водоподогревателей горячего водоснабжения производится по каждому тепловому пункту с такой схемой.

Соображения по значению тепловых нагрузок в СГВ при последовательной схеме аналогичны рассмотренным в АЦ.6.5.2 и АЦ.6.5.3.

АЦ.6.6.2 Задачи, решаемые при расчете эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на тепловой пункт при последовательной схеме.5

Расчет эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на тепловой пункт при последовательной схеме включения водоподогревателей производится с помощью ПЭВМ, при этом решаются следующие задачи (см. приложение Г):

- определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на тепловой пункт при непосредственной схеме присоединения систем отопления и автоматизированных СГВ (при наличии РТ) – задача 16 «posldir», пример 16 «posldir#»;
- определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на тепловой пункт при непосредственной схеме присоединения систем отопления и неавтоматизированных СГВ – задача 17 «posdira», пример 17 «posdirn#»;
- определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на тепловой пункт при независимой схеме присоединения систем отопления и автоматизированных СГВ – задача 18 «poslind», пример 18 «poslind#»;
- определение эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на тепловой пункт при независимой схеме присоединения систем отопления и неавтоматизированных СГВ – задача 19 «posindn», пример 19 «posindn#».

АЦ.6.6.3 Исходные данные, необходимые для определения эксплуатационного удельного расхода сетевой воды на тепловой пункт при последовательной схеме включения водоподогревателей, и пример их подбора

Необходимые исходные данные для определения эксплуатационного удельного расхода сетевой воды при последовательной схеме для каждой из перечисленных задач имеют некоторые отличия. Ниже приводятся перечни необходимых исходных данных для каждой из задач, в обозначениях которых дано их значение для примерной системы теплоснабжения (в скобках).

АЦ.6.6.3.1 Необходимые исходные данные при непосредственной схеме присоединения систем отопления и автоматизированной СГВ (задача 16 «posldir», пример 16 «posldir#»)

$T_1(t_{BH})$ – расчетная температура воздуха внутри помещений, °С (T_1 = 18°С);

$T_{np}(t_{HB.P})$ – расчетная температура наружного воздуха для отопления, °С (T_{np} = минус 26°С);

$T_{1P}(t_{1P})$ -номинальная расчетная температура сетевой воды в подающей линии тепловой сети, °С (T_{1P} = 150°С);

$T_{2P}(t_{2P})$ – номинальная расчетная температура сетевой воды в обратной линии систем отопления, °С (T_{2P} = 70°С);

$T_{3P}(t_{3P})$ – номинальная расчетная температура сетевой воды в подающей линии систем отопления, °С (T_{3P} = 95°С);

$T_{gp}(t^{P}_{TB})$ – расчетная температура нагретой воды на входе в СГВ, °С (T_{gp} = 60°С);

$T_X(t_{XB})$ – температура холодной водопроводной воды, °С (T_X = 5°С);

$T_C(t^{P}_{ц})$- расчетная температура циркуляционной воды на входе в подогревательную установку, °С (T_C = 50°С);

$T_{ти}(t_{НВ.И})$ – температура наружного воздуха в точке излома нормативного графика температур сетевой воды в подающей линии, при которой производится определение удельного расхода сетевой воды на тепловой пункт, °С ($T_{ти}$ = +2,5°С – см. АЦ.4.2.1);

$T_{1и}\left(t^{H}_{1СТ}\right)_{И}$ – температура сетевой воды в подающей линии по нормативному температурному графику системы теплоснабжения при температуре наружного воздуха $T_{ти}$, °С ($T_{1и}$ = 70 – см. АЦ.4.2.1);

$DT_{tp1и}\left(\Delta t_{ТП1}\right)_{И}$ – среднее значение понижения сетевой воды в подающей линии тепловой сети за счет тепловых потерь при температуре наружного воздуха $T_{ти}$, °С ($DT_{tp1и}$ = 2°С – см. таблицу АЦ.5);

$K_{tp}(K_{ТП})$ – отношение суммы тепловых потерь в СГВ к средней сдельной тепловой нагрузке горячего водоснабжения (K_{tp} = 0,25);

$a(a_P)$ – отношение средненедельной тепловой нагрузки горячего водоснабжения на тепловом пункте, принятой с коэффициентом 1,1, к расчетному расходу тепловой энергии на отопление (и вентиляцию) (a = 0,12);

m_1 – коэффициент эффективности первой ступени подогревательной установки горячего водоснабжения (m_1 = 0,70);

n_1 – количество последовательно соединенных секций в первой ступени подогревательной установки горячего водоснабжения (n_1 = 4).

В результате расчета эксплуатационный удельный расход сетевой воды на тепловой пункт при $t_{НВ.И}$ = +2,5°С оказывается равным $gtdp\left(g^{P}_{от.в}\right)_{НВП}$ = 16,7 м^3/Гкал.

Для примерной системы теплоснабжения образцы расчетов эксплуатационных удельных расходов сетевой воды на тепловой пункт с автоматизированной последовательной схемой включения подогревателей горячего водоснабжения и непосредственной схемой присоединения систем отопления приведены в сводной таблице АЦ.10.

АЦ.6.6.3.2 Необходимые исходные данные при непосредственной схеме присоединения систем отопления и неавтоматизированной СГВ (задача 17 «posdirn», пример 17 «posdirn#»)

$T_I(t_{ВН})$ – расчетная температура воздуха внутри помещений, °С (T_I = 18);

$T_{np}(t_{HB.P})$ – расчетная температура наружного воздуха для отопления, °С (T_{np} = -26);

$T_{1P}(t_{1P})$ – номинальная расчетная температура сетевой воды в подающей линии тепловой сети, °С (T_{1P} = 150);

$T_{2P}(t_{2P})$ – номинальная расчетная температура сетевой воды в обратной линии систем отопления, °С (T_{2P} = 70);

$T_{3P}(t_{3P})$ – номинальная расчетная температура сетевой воды в подающей линии систем отопления, °С (T_{3P} = 95);

$T_X(t_{XB})$ – температура холодной водопроводной воды, °С (T_X = 5);

$T_{nu}(t_{HB.H})$ – температура наружного воздуха в точке излома нормативного графика температур сетевой воды в подающей линии, при которой производится определение удельного расхода сетевой воды на тепловой пункт, °С (T_{nu} = +2,5 – см. АЦ.4.2.1);

$T_{1u}\left(t^{H}_{1CT}\right)_{H}$ – температура сетевой воды в подающей линии по нормативному температурному графику системы теплоснабжения при температуре наружного воздуха T_{nu}, °С (T_{1u} = 70 – см. АЦ.4.2.1);

$DT_{tp1u}\left(\Delta t_{TП1}\right)_{H}$ – среднее значение понижения температуры сетевой воды в подающей линии тепловой сети за счет тепловых потерь при температуре наружного воздуха T_{nu}, °С (DT_{tp1u} = 2 – см. таблицу АЦ.5);

$K_{tp}(K_{TП})$ – отношение суммы тепловых потерь в СГВ к средненедельной тепловой нагрузке горячего водоснабжения (K_{tp} = 0);

$a(a_P)$ – отношение средненедельной тепловой нагрузки горячего водоснабжения на тепловом пункте, принятой с коэффициентом 1,1, к расчетному расходу тепловой энергии на отопление (и вентиляцию) (a = 0,09);

m_1 – коэффициент эффективности первой ступени подогревательной установки горячего водоснабжения (m_1 = 0,70);

m_2 – коэффициент эффективности второй ступени подогревательной установки горячего водоснабжения (m_2 = 0,60);

n_1 – количество последовательно соединенных секций в первой ступени подогревательной установки горячего водоснабжения (n_1 = 5);

n_2 – количество последовательно соединенных секций во второй ступени подогревательной установки горячего водоснабжения (n_2 = 4).

В результате расчета эксплуатационный удельный расход сетевой воды на тепловой пункт при $t_{HB.H}$ = +2,5°С оказывается равным $g_{tdp}\left(g^{P}_{OT\,B}\right)_{HEП}$ = 15,3 м^3/Гкал.

Для примерной системы теплоснабжения образцы расчетов эксплуатационных удельных расходов сетевой воды на тепловой пункт с неавтоматизированной последовательной схемой включения подогревателей горячего водоснабжения и непосредственной схемой присоединения систем отопления приведены в сводной таблице АЦ.10.

АЦ.6.6.3.3 Необходимые исходные данные при независимой схеме присоединения систем отопления и автоматизированной СГВ (задача 18 «poslind», пример 18 «poslind#»)

$T_1(t_{BH})$ – расчетная температура воздуха внутри помещений, °С (T_1 = 18°С);

$T_{np}(t_{HB.P})$ – расчетная температура наружного воздуха для отопления, °С (T_{np} = минус 26°С);

$T_{3iP}(t_{3iP})$ – номинальная расчетная температура воды в подающей линии независимо присоединенных систем отопления, °С (T_{3iP} = 95°С);

$T_{2iP}(t_{2iP})$ – номинальная расчетная температура воды в обратной линии независимо присоединенных систем отопления, °С (T_{2iP} = 70°С);

$T_{gp}(t_{TB}^{P})$ – расчетная температура нагретой воды на входе в СГВ, °С (T_{gp} = 60°С);

$T_X(t_{XB})$ – температура холодной водопроводной воды, °С (T_X = 5°С);

$T_{CP}(t_{Ц}^{P})$ – расчетная температура циркуляционной воды на входе в подогревательную установку, °С (T_{CP} = 50°С);

$T_{пи}(t_{HB.И})$ – температура наружного воздуха в точке излома нормативного графика температур сетевой воды в подающей линии, при которой производится определение удельного расхода сетевой воды на тепловой пункт, °С ($T_{пи}$ = +2,5°С – см. АЦ.4.2.1);

$T_{1и}\left(t_{1CT}^{H}\right)_{И}$ – температура сетевой воды в подающей линии по нормативному температурному графику системы теплоснабжения при температуре наружного воздуха $T_{пи}$, °С ($T_{пи}$ = 70°С – см. АЦ.4.2.1);

$DT_{tp1u}\left(\Delta t_{TП1}\right)_{И}$ – среднее значение понижения температуры сетевой воды в подающей линии тепловой сети за счет тепловых потерь при температуре наружного воздуха $T_{пи}$, °С (DT_{tp1u} = 2°С – см. таблицу АЦ.5);

$T_{1iP}(t_{1iP})$ – расчетная температура сетевой воды в подающей линии второго контура (за отопительным подогревателем), °С (T_{1iP} = 95°С);

m_i – коэффициент эффективности отопительного подогревателя (m_i = 0,65);

n_i – количество последовательно соединенных секций в отопительном подогревателе (n_i = 5);

$K_{tp}(K_{TП})$ – отношение суммы тепловых потерь в СГВ к средненедельной тепловой нагрузке горячего водоснабжения (K_{tp} = 0,2);

$a(a_P)$ – отношение средненедельной тепловой нагрузки горячего водоснабжения на тепловом пункте, принятой с коэффициентом 1,1, к расчетному расходу тепловой энергии на отопление (и вентиляцию) (a = 0,16);

m_1 – коэффициент эффективности первой ступени подогревательной установки горячего водоснабжения (m_1 = 0,70);

n_1 – количество последовательно соединенных секций в первой ступени подогревательной установки горячего водоснабжения (n_1 = 3).

В результате расчета эксплуатационный удельный расход сетевой воды на тепловой пункт при $t_{HB.И}$ = +2,5°С оказывается равным $g/\mathrm{dp}\left(g_{OT.B}^{P}\right)_{HE3}\left(g_{OT.B}^{P}\right)_{HE3}$ = 16,9 м^3/Гкал.

Для примерной системы теплоснабжения образцы расчетов эксплуатационных удельных расходов сетевой воды на тепловой пункт с автоматизированной последовательной схемой включения подогревателей горячего водоснабжения и независимой схемой присоединения систем отопления приведены в сводной таблице АЦ.10.

АЦ.6.6.3.4 Необходимые исходные данные при независимой схеме присоединения систем отопления и неавтоматизированной СГВ (задача 19 «posindn», пример 19 «posindn#»)

$T_1(t_{BH})$ – расчетная температура воздуха внутри помещений, °С (T_1 = 18);

$T_{np}(t_{HB.P})$ – расчетная температура наружного воздуха для отопления, °С (T_{np} = минус 26°С);

$T_{3iP}(t_{3iP})$ – номинальная расчетная температура воды в подающей линии независимо присоединенных систем отопления, °С (T_{3iP} = 95°С);

$T_{2iP}(t_{2iP})$ – номинальная расчетная температура воды в обратной линии независимо присоединенных систем отопления, °С (T_{2iP} = 70°С);

$T_X(t_{XB})$ – температура холодной водопроводной воды, °С (T_X = 5°С);

$T_{nu}(t_{HB.И})$ – температура наружного воздуха в точке излома нормативного графика температур сетевой воды в подающей линии, при которой производится определение удельного расхода сетевой воды на тепловой пункт, °С (T_{nu} = +2,5°С – см. АЦ.4.2.1);

$T_{1u}(t_{1И})$ – температура сетевой воды в подающей линии по нормативному температурному графику системы теплоснабжения при температуре наружного воздуха T_{nu}, °С (T_{1u} = 70°С – см. АЦ.4.2.1);

$DT_{tp1u}\left(\Delta t_{TП1}\right)_{И}$ – среднее значение понижения температуры сетевой воды в подающей линии тепловой сети за счет тепловых потерь при температуре наружного воздуха T_{nu}, °С (DT_{tp1u} = 2 – см. таблицу АЦ.5);

$T_{1iP}(t_{1iP})$ – расчетная температура сетевой воды в подающей линии второго контура (за отопительным подогревателем), °С (T_{1iP} = 95°С);

m_i – коэффициент эффективности отопительного подогревателя (m_i = 0,65);

n_i – количество последовательно соединенных секций в отопительном подогревателе (n_i = 4);

$K_{tp}(K_{TП})$ – отношение суммы тепловых потерь в СГВ к средней сдельной тепловой нагрузке горячего водоснабжения (K_{tp} = 0,25);

$a(a_P)$ – отношение средненедельной тепловой нагрузки горячего водоснабжения на тепловом пункте, принятой с коэффициентом 1,1, к расчетному расходу тепловой энергии на отопление (и вентиляцию) (a = 0,16);

m_1 – коэффициент эффективности первой ступени подогревательной установки горячего водоснабжения (m_1 = 0,70);

m_2 – коэффициент эффективности второй ступени подогревательной установки горячего водоснабжения (m_2 = 0,60);

n_1 – количество последовательно соединенных секций в первой ступени подогревательной установки горячего водоснабжения (n_1 = 6);

n_2 – количество последовательно соединенных секций во второй ступени подогревательной установки горячего водоснабжения (n_2 = 4).

В результате расчета эксплуатационный удельный расход сетевой воды при $t_{HB.И}$ = +2,5°С оказывается равным $gip\left(g^{P}_{OT.B}\right)_{НЕЗ}$ = 19,9 м^3/Гкал.

Для примерной системы теплоснабжения образцы расчетов эксплуатационных удельных расходов сетевой воды на тепловой пункт с неавтоматизированной последовательной схемой включения подогревателей горячего водоснабжения и

независимой схемой присоединения систем отопления приведены в сводной таблице АЦ.10.

АЦ.6.7 Образцы расчетов эксплуатационного удельного расхода сетевой воды пои различных схемах включения водоподогревателей на тепловых пунктах

Примеры расчетов эксплуатационных удельных расходов сетевой воды для схем тепловых пунктов с водоподогревателями сведены в таблицу АЦ.10. Эти примеры соответствуют различным схемам включения подогревателей отопления и горячего водоснабжения. Кроме индивидуальных особенностей тепловых пунктов, в таблице АЦ.10 использованы температурные параметры примерной системы теплоснабжения или зависящие от них величины. Перечень указанных температурных параметров с указанием источников приведен ниже.

$T_1(t_{BH}) = 18°C (t_{HB.P} > -30\ °C)$;

$T_{np}(t_{HB.P}) = -26°C$ (см. разлел АЦ.4.2);

$T_{1P}(t_{1P}) = 150°C$ (см. разлел АЦ.4.2);

$T_{2P}(t_{2P}) = 70°C$ (см. разлел АЦ.4.2);

$T_{3P}(t_{3P}) = 95\ °C$;

$T_{gp}(t^{P}_{TB}) = 60°C$ (см. разлел АЦ.6.5.2);

$T_X(t_{XB}) = 5°C$ (см. разлел АЦ.6.5.2);

$T_{CP}(t^{P}_{Ц}\ t^{P}_{Ц}) = 50°C$ (см. разлел АЦ.6.5.2);

$T_{2iP} = 70°C$;

$T_{3iP} = 95°C$;

$T_{mu}(t_{HB.И}) = +2{,}5°C$ (см. разлел АЦ.4.2);

$T_{1u}\left(t^{H}_{1CT}\right)_{И} = +70°C$ (см. разлел АЦ.4.2);

$DT_{tp1u}\left(\Delta t_{TП1}\right)_{И} = 2°C$ (см. таблицу АС.5);

$\text{gop}\left(g^{P}_{OT\ B}\right)^{HOM}_{HEП} = 12{,}5$ м^3/Гкал (при графике $T_{1P} = 150$ и $T_{2P} = 70°C$);

$K_{ol}(K_{OT}) = 1{,}09$ (см. разлел АЦ.6.1).

$t_{НВ.Х}$	$T_1\left(t^{H}_{1CT}\right)$	$DT_{tp1}\left(\Delta t_{TП1}\right)$	$y^{OЦ}_{OT.B}$	Параллельная схема A_0	Параллельная схема с циркуляцией	
					A_{01}	A_{02}
+2,5	70	2,0	1	0,54	0,46	0,58
-3	86	2,5	1,08	0,56	0,49	0,63
-15	120	3,5	1,13	0,56	0,49	0,63
-26	106	3,0	1,11	0,56	0,49	0,63
	Таблица АЦ.5		Таблица АЦ.6	Приложение АЦ.1.Г		

Таблица АЦ.10 соответствует системе теплоснабжения с максимальным разнообразием схем тепловых пунктов.

Если в системе теплоснабжения нет автоматизированных СГВ или в них отсутствует циркуляция воды, то соответствующие графы 8 или 9 могут быть исключены. Если в системе теплоснабжения количество тепловых пунктов с независимой схемой присоединения систем отопления, но без СГВ невелико, графы с 15 по 17 могут быть исключены и вместо них может быть использована таблица АЦ.9.

В таблице АЦ.10 заполнение графы 1 «Адрес» необязательно.

Расчеты по таблице АЦ.10 рекомендуется производить не последовательно по ее строкам, а по задачам. В этом случае значения температуры воды в системе теплоснабжения для каждого потребителя неизменны и при переходе к расчету следующего потребителя приходится изменять лишь значения a, $K_{ТП}$, n_1 и n_2; значения m_1 и m_2 обычно принимаются одинаковыми (усредненными) для больших групп потребителей. После решения одной из задач переходят к следующей. Такой подход существенно сокращает трудоемкость и время расчетов.

Таблица АЦ.10 – Сводная форма для определения эксплуатационных удельных расходов сетевой воды при наличии водоводяных подогревателей (цифровые значения даны для примерной системы теплоснабжения)

Минимально необходимые исходные данные														Результаты расчета									
Расположение потребителя		Расчетные тепловые нагрузки, Гкал/ч					Оборудование СГВ		Подогреватели Горячего водоснабжения					Отопительный подогреватель			Эксплуатационный удельный расход сетевой воды на горячее водоснабжение, м³/Гкал					Эксплуатационный удельный расход сетевой воды на отопление при 1НВ.И, м³/Гкал		
Адрес	Обозначение на расчетной схеме	$Q_{ГВ}^{МАКС}$	$1,1Q_{ГВ}^{СР.Н}$	$Q_{ОТ}^{Р}$	$Q_{В}^{Р}$	$a=\frac{1,1Q_{ГВ}^{СР.Н}}{Q_{ОТ.В}^{Р}}$	Наличие РТ	$K_{ТП}$	Схема присоединения	m_1	m_2	n_1	n_2	m_i	n_i	T_{lip}	Номер задачи	gt при $t_{НВ.И}$ = 2,5°С	gt при $t_{НВ}$ = -3°С (между $t_{НВ.И}$ и $t_{НВ.С}$)	gt при $t_{НВ.С}$ = -15°С	gt при $t_{НВ.Р}$ = -26°С	Номер задачи	gt/dp	gip или gt/ip
	ТК-27													0,65	8	130						1		18,4
	34													0,5	4	95						1		17,3
	954-3							0	ПАР	0,55		4					3	82,4						
	1456						+	0	ПАР	0,55		7		0,5	3	95	4; 5	40,6	21,1	11,7	14,2	1		20,8
	ТК-52						+	0	ПАР	0,55		3					3; 5	129,7	50,1	21,1	28,0			
	462						+	0,2	ПАР	0,6	0,5	2	2				6; 7	112,9	41,5	18,6	24,0			
	471-1							0,2	ПАР	0,6	0,5	3	2	-			6	85,8						
	280							0,2	ПАР	0,6	0,5	3	3	0,65	4	95	6	65,5				1		15,4
	ТК-254	0,134	0,026	0,187		0,139		0	СМШ	0,65	0,55	5	4				8	29,2						
	ТК-38	0,052	0,011	0,071		0,155	+	0	СМШ	0,6	0,5	2	3				8; 9; 10	60,9	18,8	4,4	10,2			
	352	0,158	0,033	0,235		0,140		0,2	СМШ	0,6	0,5	3	3				8	67,8						
	638	0,911	0,319	1,354	0,236	0,200	+	0,25	СМШ	0,7	0,6	4	4				8; 9; 10	44,2	15,5	3,6	9,1			
	ТК-273	0,273	0,067	0,325		0,206		0	СМШ	0,6	0,5	4	5	0,5	4	95	12	20,1				1		17,3
	У3.35	5,635	2,365	8,311		0,285	+	0,25	СМШ	0,65	0,55	6	7	0,65	5	120	12; 13; 14	27,9	8,3	0	2,4	1		19,9
	ТК-49	0,397	0,116	0,524		0,221	+	0,2	СМШ	0,5	0,45	4	6				8; 9; 10	41,7	16,0	4,3	9,6			
	184-2	1,998	0,792	2,318		0,342		0,25	СМШ	0,6	0,45	4	3				8	68,4						
	184-3	0,191	0,042	0,250		0,168		0,2	СМШ	0,5	0,4	2	4				8	80,7						
	ТК-13	0,105	0,021	0,134		0,157	+	0	СМШ	0,5	0,45	5	3				8; 9; 10	47,2	11,9	0,1	6,1			
	ТК-13А	0,330	0,088	0,425		0,207	+	0,2	СМШ	0,7	0,5	7	5	0,5	4	95	12; 13; 14	32,3	8,4	0	3,0	1		17,3
	ТК-18-1	0,298	0,077	0,351		0,219		0,2	СМШ	0,65	0,6	4	6	0,5	4	105	12	27,2				1		20,8
	ТК-18/3	4,327	1,804	6,894	0,952	0,230		0,25	СМШ	0,7	0,6	4	3	0,6	6	130	12	41,4				1		23,5
	227-1	0,051	0,011	0,112		0,098		0	СМШ	0,5	0,4	4	8				8	24,4						
	227-2	0,754	0,257	0,989		0,260	+	0,25	СМШ	0,5	0,4	6	3				8; 9; 10	71,1	21,1	4,4	11,4			
	145													0,5	4	105						1		20,8
	163													0,65	8	95						1		13,6
	165-1	0,049	0,011	0,080		0,138	+	0	ПОС	0,6		3										16	16,4	
	165-2	0,124	0,025	0,171		0,146	+	0,2	ПОС	0,6		3										16	17,6	
	314	6,873	3,003	9,355	1,741	0,271	+	0,25	ПОС	0,5		4										16	21,9	
	298	0,063	0,014	0,095		0,147	+	0	ПОС	0,6		2										16	17,3	
	79-1	0,327	0,087	0,408		0,213	+	0,2	ПОС	0,6		4		0,65	5	105						18		28,6
	80-2	3,620	1,490	4,254	0,125	0,340	+	0,25	ПОС	0,7		5		0,5	6	120						18		26,9
	93А	0,132	0,026	0,218		0,119		0	ПОС	0,65	0,45	3	3									17	16,1	
	93Б	0,070	0,014	0,135		0,104		0	ПОС	0,5	0,4	3	2	0,5	4	95						19		19,4
	4	0,064	0,013	0,159		0,082		0,2	ПОС	0,6	0,5	4	3									17	15,7	
	47-1	0,325	0,086	0,407		0,211		0,2	ПОС	0,6	0,5	3	4									17	19,9	
	47-2	2,891	1,188	3,251		0,365		0,25	ПОС	0,7	0,55	4	5	0,65	4	120						19		38,5
	112-3	5,734	2,420	7,315	0,354	0,316		0,25	ПОС	0,6	0,45	5	7		5	95						19		25,2
	112-4	0,310	0,080	0,482		0,166		0,2	ПОС	0,65	0,5	4	6									17	18,2	
	1241	0,061	0,011	0,138		0,080		0	ПОС	0,5	0,4	4	5									17	15,2	

Перечень задач, встречающихся при расчете тепловых пунктов с водоводяными подогревателями, приведен в таблице АЦ.11.

Таблица АЦ.11 – Номера и наименование задач при расчете водоводяных подогревателей

Схема присоединения систем отопления	Схема присоединения СГВ	Характерная температура наружного воздуха T_n, °С	Температура сетевой воды в подающей линии T_1, °С	Номер задачи	Наименование задачи и примера	Результат решения задачи
Непосредственная или независимая	ПАР без циркуляции $n < 6$	$T_{пи}$ и $T_{пс} < T_n < T_{пи}$	70-90	3	par 70^6 par70^6#	g*t*
	ПАР без циркуляции $n > 7$	$T_{пи}$ и $T_{пс} < T_n < T_{пи}$	70-90	4	par 70^7 par70^7#	g*t*
	ПАР без циркуляции	$T_{пс}$ и $T_{пр}$	> 90	5	par 90 par90#	g*t*
	ПАР с циркуляцией	$T_{пи}$ и $T_{пс} < T_n < T_{пи}$	70-90	6	parcip 70 parcip 70#	g*t*
	ПАР с циркуляцией	$T_{пс}$ и $T_{пр}$	> 90	7	parcip 90 parcip 90#	g*t*
Непосредственная	СМШ	$T_{пи}$	70-80	8	mixdir 70 mxdir 70#	g*t*
	СМШ	$T_{пс} < T_n < T_{пи}$	80-100	9	mixdir 5 mixdir 5#	g*t*
	СМШ	$T_{пс}$ и $T_{пр}$	> 100	10	mixdircp mxdircp #	g*t*
	СМШ	–	–	11	mxdig*t*o mxdig*t*o #	T_n (g*t* = 0)
	ПОС автоматизированная	$T_{пи}$	70-80	16	posldir posldir #	g*t*dp
	ПОС автоматизированная	*var*	*var*	20	posldx posldx #	X
	ПОС неавтоматизированная	$T_{пи}$	70-80	17	posdirn posdirn #	g*t*dp
	ПОС неавтоматизированная	*var*	*var*	21	posdnx posdnx #	X
Независимая	Без СГВ	$T_{пи}$	70-80	1	indepgip indgip #	gip
	Без СГВ	*var*	*var*	2	indepx*t*2 indx*t*2#	X, t_2
	СМШ	$T_{пи}$	70-80	12	mixind 70 mxind 70#	g*t*
	СМШ	$T_{пс} < T_n < T_{пи}$	90-100	13	mixind 5 mixind 5#	g*t*
	СМШ	$T_{пс}$ и $T_{пр}$	> 100	14	mixindcp mxindcp #	g*t*
	СМШ	–	–	15	mxing*t*o mxing*t*o#	T_n (g*t* = 0)
	ПОС автоматизированная	$T_{пи}$	70-80	18	poslind poslind #	g*t*ip
	ПОС неавтоматизированная	$T_{пи}$	70-80	19	posindn posindn #	g*t*ip

Приложение АШ
(рекомендуемое)
Методические рекомендации и пример расчета энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю «тепловые потери»

АШ.1 Рекомендации по составлению энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю «тепловые потери»

Настоящие Рекомендации разработаны в дополнение приложению АС.

АШ.1.1 Для разработки энергетической характеристики (ЭХ) водяной тепловой сети (ТС) по показателю «тепловые потери» необходимо наличие результатов испытаний ТС на тепловые потери, проводимых в соответствии с приложением БГ .

Для разработки ЭХ ТС могут быть использованы лишь результаты испытаний, проведенных с соблюдением условий и требований к представительности испытываемых участков ТС, метрологическому обеспечению измерений, подготовке и проведению испытаний, обработке полученных результатов и их анализу.

При первичной разработке ЭХ могут быть использованы результаты испытаний, проведенных в течение последних 5 лет (срока, определенного для периодичности их проведения). Если в этот период были выполнены работы по замене тепловой изоляции, перекладке или реконструкции части ТС, изменяющие теплотехнические характеристики теплоизоляционных конструкций по ТС в целом, то для этих участков следует провести корректировку значений тепловых потерь на основании расчетно-аналитических зависимостей с последующим уточнением тепловых потерь по результатам очередных испытаний.

АШ.1.2 Приведенные в приложении АС порядок определения тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции и технологические алгоритмы разработаны исходя из возможности выполнения расчетов с использованием ПЭВМ, что позволяет значительно сократить затраты времени на выполнение работы, производить накопление данных и создание банка, а в последующем и базы данных, что не исключает также возможности проведения «ручного» расчета.

Рекомендуется придерживаться приведенного в приложении АС порядка проведения расчетов, что позволяет унифицировать форму разработки и представления ЭХ ТС как в одной, так и в нескольких энергосистемах. В настоящих Рекомендациях конкретизируются основные положения и порядок выполнения работы, содержание и форма представления как исходных данных, так и результатов разработки.

АШ.1.3 Для определения тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции и разработки ЭХ по показателю «тепловые потери» используется принятый в приложении АС метод оценки фактических тепловых потерь путем их сопоставления с нормами проектирования тепловой изоляции в приведенных (среднегодовых) температурных условиях работы ТС.

Несмотря на то, что в приложении АС этот метод нашел достаточное отражение, следует привести дополнительные разъяснения отдельных положений.

Практика нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также анализ разработанных ЭХ ТС показывает, что в большинстве случаев за эксплуатационные нормы тепловых потерь принимаются нормы проектирования тепловой изоляции ТС (как правило, нормы [Нормы проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей]) без введения поправок на результаты периодических испытаний ТС по определению тепловых потерь.

Нормы проектирования тепловой изоляции в большинстве случаев не могут являться эксплуатационными нормами тепловых потерь для ТС, находящихся в работе. Эксплуатационные тепловые потери, равные по значениям нормам тепловых потерь, могут быть приняты лишь для вновь вводимых или реконструируемых ТС (участков), конструкции тепловой изоляции и прокладка которых в целом выполнены в полном соответствии с проектом и требованиями действующих нормативных документов к технологии производства строительно-монтажных работ, качеству примененных теплоизоляционных материалов, а также при соответствии реальных условий работы прокладки принятым при разработке проекта.

Во всех других случаях для разработки ЭХ ТС и нормируемых эксплуатационных тепловых потерь необходимы данные по фактическим тепловым потерям в объеме требований приложении БГ и проведение их сопоставительного анализа с нормами проектирования.

В процессе работы ТС даже при обеспечении требуемых условий эксплуатации изоляционные свойства теплоизоляционных конструкций вследствие естественного старения претерпевают существенные изменения. При разработке норм потерь тепла при проектировании и их технико-экономическом обосновании это обстоятельство учитывается путем установления расчетного срока службы тепловой изоляции, который для традиционных видов теплоизоляционных конструкций, как правило, ниже срока службы трубопроводов. Так, нормами проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей для изоляции на основе изделий из минеральной ваты этот срок для различных видов прокладки устанавливался равным 10-15 годам исходя из предположения, что в течение этого срока службы теплоизоляционные свойства конструкций настолько ухудшаются по сравнению с первоначальным уровнем, что теряется их технико-экономическое значение, принятое при разработке норм потерь тепла.

С внедрением современных конструкций тепловой изоляции, в частности на основе пенополиуретана, ситуация может принципиально измениться (при условии соблюдения технологии изготовления и монтажа теплопроводов). Однако незначительные объем и срок их эксплуатации в нашей стране не позволяют сделать выводы как о соответствии фактических тепловых потерь таких прокладок в реальных условиях эксплуатации нормам проектирования, так и об изменениях значений тепловых потерь в процессе эксплуатации теплопроводов.

Использование в приложении АС норм тепловых потерь для проектирования тепловой изоляции в качестве уровня отсчета для фактических тепловых потерь позволяет не только упростить алгоритм определения нормируемых эксплуатационных тепловых потерь, но и осуществлять накопление статистического материа-

ла для оценки динамики изменения тепловых потерь и эффективности мероприятий по их снижению.

АШ.1.4 Значения удельных тепловых потерь по нормам проектирования принимаются в зависимости от времени проектирования тепловых сетей – по нормам проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей, СНиП 2.04.14-88 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»[5] и введены в действие уже после разработки приложение АС и значительно повышают требования к значению тепловых потерь при новом проектировании.

Нормы тепловых потерь приведены для двух режимов работы систем централизованного теплоснабжения (СЦТ) в течение года по продолжительности более 5000 ч, 5000 ч и менее, что обусловлено различием требований к технико-экономической эффективности тепловой изоляции при различной продолжительности работы. Подавляющая часть СЦТ работает круглогодично (за исключением ремонтного периода), в то же время отдельные СЦТ работают только в отопительный период. Граница в 5000 ч является достаточно условной, поэтому при определении нормируемого периода работы ТС при использовании норм следует ориентироваться на статистические климатологические данные, т.е. на продолжительность периода со среднесуточной температурой +8°С и ниже для данного населенного пункта.

АШ.1.5 В приложении АС приведены основные положения по разработке нормируемых эксплуатационных тепловых потерь для различных участков ТС в зависимости от методики определения фактических тепловых потерь: на основании проведенных испытаний характерных участков и распространения их результатов; аналитического расчета, проектной документации.

Условия выбора участков ТС для проведения испытаний и распространения полученных результатов приведены в приложении БГ. При оценке результатов определения фактических тепловых потерь следует ечитывать рекомендации приложения АС.

Определение тепловых потерь расчетно-аналитическим методом может осуществляться для отдельных участков, например:

- для участков, виды прокладки и конструкции тепловой изоляции которых не являются характерными для данной ТС, но занимают суммарно достаточно большой объем (до 10–15 %) по материальной характеристике ТС (бесканальная прокладка, прокладка в проходных и полупроходных каналах, тоннелях и т.п.).

Примечание – По обобщенным статистическим данным, в структуре тепловых сетей АО-энерго подземная прокладка в непроходных каналах составляет около 50 %, надземная – около 36 %, остальное – другие виды прокладки, в том числе бесканальная – 2 %. Основным видом тепловой изоляции являются изделия из минеральной ваты. Для конкретных ТС на балансе энергопредприятий эти соотношения могут быть иными.

- для участков, виды прокладки и конструкции тепловой изоляции которых являются характерными, но находятся в неблагоприятных условиях эксплуатации, имеют значительные сроки службы, подлежат замене или реконструкции в ближайшей перспективе.

Практически целесообразно определение тепловых потерь нехарактерных участков расчетно-аналитическим методом тогда, когда их доля в общей материальной характеристике ТС на балансе по каждому признаку составляет не ниже 5 %. Для нехарактерных участков с меньшей долей материальной характеристики тепловые потери могут быть приняты по соответствующим нормам проектирования для основных видов прокладки (подземной канальной, бесканальной и надземной).

Для участков ТС, введенных в эксплуатацию после монтажа или реконструкции с заменой тепловой изоляции, тепловые потери принимаются по проектным данным, если качество строительно-монтажных работ и примененных изоляционных материалов соответствует требованиям нормативных документов и проекту, а при отсутствии данных – по значениям тепловых потерь в проекте в соответствии с нормами проектирования.

Для участков ТС, введенных в эксплуатацию с отступлениями от проекта, изменяющими теплотехнические характеристики изоляции и конструкции ТС в целом, значения тепловых потерь следует определять расчетно-аналитическим методом с введением ограничений при их нормировании (см. п. 1.6 настоящих Рекомендаций).

АШ.1.6 В соответствии с принятым в приложении АС алгоритмом нормируемые эксплуатационные тепловые потери устанавливаются путем введения поправочных коэффициентов к часовым среднегодовым тепловым потерям для каждого участка, определенным по нормам проектирования. Поправочные коэффициенты определяются как отношения значений тепловых потерь, полученных различными методами (см. выше), к значениям тепловых потерь по нормам проектирования. Однако значения поправочных коэффициентов, принимаемых для нормирования, могут отличаться от полученных соотношений, если эти соотношения превышают определенные максимальные значения.

При определении максимальных (предельных) значений поправочных коэффициентов следует руководствоваться положениями п. 3.1.11 и приложения АС.Г к приложению АС, которые ограничивают максимальные значения коэффициентов в зависимости от соотношений основных видов прокладки (подземной и надземной) в общей материальной характеристике ТС на балансе энергопредприятия (без учета доли других видов прокладки). Значения предельных коэффициентов, как и других величин в упомянутом приложении, приведены в настоящих Рекомендациях на основании обобщения опыта испытаний по определению тепловых потерь, а также расчетов теплотехнических конструкций при их различных технических состояниях и носят рекомендательный характер.

Приложением АС.Г к приложению АС следует также руководствоваться при ежегодной корректировке нормируемых тепловых потерь в период между регламентными (1 раз в 5 лет) испытаниями по определению тепловых потерь, начиная со второго года после проведения испытаний.

Значения поправок ΔK приведены в зависимости от двух величин: соотношения долей подземной и надземной прокладки и отношения К фактических тепловых потерь по результатам испытаний и расчета к тепловым потерям по нормам проектирования. При этом чем больше доля того или иного вида прокладки и зна-

чение коэффициента К, тем меньше значение ежегодной поправки ΔК и предельное значение поправочного коэффициента К + ΔК, принимаемого для нормирования для каждого соотношения фактических потерь и нормативных.

Абсолютные значения ежегодных поправок ΔК и предельных величин К + ΔК для подземной прокладки в общем случае ниже, чем для надземной, из-за менее интенсивного увеличения тепловых потерь при условно одинаковом ухудшении технического состояния тепловой изоляции.

Указанные поправки и поправочные коэффициенты применимы только для участков ТС, тепловая изоляция которых выполнена по нормам [] (Нормы проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей) и для которых проводилось обобщение результатов испытаний, и не могут быть распространены на участки, тепловая изоляция которых выполнена по нормам СНиП 2.04.14-88 [5], из-за недостаточного их количества и соответственно опыта проведения их испытаний. Кроме того, нормы удельных тепловых потерь по СНиП 2.04.14-88 [5] на 20 – 25 % ниже норм проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей для соответствующих видов прокладки, что изменяет значения как коэффициента К, так и поправок ΔК и К + ΔК. При определении соотношений по видам прокладки из материальных характеристик подземной и надземной прокладки должны быть исключены участки, которые выполнены по нормам СНиП 2.04.14-88 [5], если они составляют по каждому виду прокладки более 5 % по материальной характеристике. Так как приведенные в приложении АС.Г к приложении АС данные являются усредненными для различных ТС, то для конкретных ТС ими можно руководствоваться только при первичном применении, в дальнейшем указанные поправки должны быть скорректированы исходя из результатов периодических испытаний по определению тепловых потерь, анализа статистики технического состояния ТС, их возрастной структуры.

Данные упомянутого приложения могут быть также использованы для оценки тепловых потерь, полученных на основании расчетно-аналитического метода, используемого для указанных выше случаев, при их сопоставлении с Нормами проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей.

АШ.1.7 В приложении АС приведено определение показателей нормируемых эксплуатационных тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции, которые, соответственно, являются показателями теплотехнических характеристик и технического состояния как теплоизоляционных конструкций, так и того или иного вида прокладки в целом для ТС на балансе энергопредприятия. Рассматриваемые показатели могут быть использованы для укрупненной оценки значения тепловых потерь по видам прокладки при изменении температурного режима работы ТС или их материальной характеристики, а также по мере накопления статистических данных по абсолютным значениям показателей в течение ряда лет и их относительных значений (по отношению к показателям тепловых потерь по нормам проектирования) для оценки динамики изменения теплотехнического

состояния ТС и эффективности выполняемых работ по снижению тепловых потерь.

Отсутствие нормативных значений показателей тепловых потерь, регламентируемых действующими нормативными документами, не позволяет непосредственно использовать эти показатели для нормирования эксплуатационных тепловых потерь и оценки работы ТС.

АШ.1.8 В приложении АС приводится определение потерь тепловой энергии с потерями сетевой воды. Положения этого раздела и формулы для расчета потерь сетевой воды и тепла с ними предназначены для укрупненной оценки этих величин и применяются в случае, когда ЭХ по показателю «тепловые потери» по какой-либо причине разрабатывается до составления ЭХ по показателю «потери сетевой воды». Нормируемым значением потерь сетевой воды в этом случае учитывается только нормируемая утечка, которая является хотя и значительной, но не единственной составляющей эксплуатационных потерь (затрат) сетевой воды и соответствующих потерь (затрат) тепловой энергии на транспорт.

При одновременной разработке ЭХ по показателям «потери тепла» и «потери сетевой воды» составляющую потерь тепла с потерями сетевой воды следует определять, принимая количественное значение потерь сетевой воды для ТС на балансе энергоснабжающего предприятия.

Следует отметить, что потери сетевой воды с нормируемой утечкой как в данном разделе настоящих Рекомендаций, так и в приложении АС должны определяться исходя из среднегодового объема (емкости) трубопроводов ТС и присоединенных к ней систем теплопотребления. Это не согласуется с требованием технической эксплуатации тепловых энергоустановок определять нормативную утечку от всего объема ТС и систем теплопотребления в СЦТ. При разработке ЭХ нормативное значение утечки следует принимать в соответствии с [15].

АШ.1.9 Результаты разработки ЭХ по показателю «тепловые потери» должны быть представлены в виде графиков, данными для построения которых являются результаты расчетов нормируемых часовых среднегодовых и месячных тепловых потерь через тепловую изоляцию и с потерями сетевой воды, а также исходная информация по режимам работы ТС (температурам сетевой воды и окружающей среды, продолжительности работы по сезонам и т.п.).

Графическая форма ЭХ позволяет наглядно отразить изменение тепловых потерь по месяцам и сезонам в зависимости от изменения температурных условий и в меньшей степени от сезонного изменения материальной характеристики ТС.

График часовых тепловых потерь через тепловую изоляцию (см. приложение АС), являясь вспомогательным для построения ЭХ, в то же время позволяет по значению абсолютных часовых потерь и наклону их линий сделать самую общую оценку уровня тепловых потерь по видам прокладки (подземной и надземной) в зависимости как от теплотехнических свойств изоляционных конструкций, так и от значения материальной характеристики на балансе энергопредприятия.

Графики часовых среднемесячных тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции и с потерями сетевой воды (см. приложение АС) отражают сезонные изменения абсолютных потерь в зависимости от температурных условий работы ТС, а для потерь тепла с потерями сетевой воды также и от сезонного из-

менения материальной характеристики. Построение суммарного графика тепловых потерь через тепловую изоляцию и с потерями сетевой воды по месяцам и в целом за год (см. приложение АС), а также графика соотношения нормируемых потерь тепла с планируемым отпуском тепловой энергии (см. приложение АС) позволяет провести первичный анализ уровня нормируемых эксплуатационных тепловых потерь.

Построенные в определенном масштабе графики могут быть использованы для укрупненных расчетов значений тепловых потерь, в то же время для более точных расчетов должны применяться ПЭВМ с соответствующим программным обеспечением. При анализе значения тепловых потерь, их соотношений с отпуском тепловой энергии, а также динамики изменения следует рассматривать как абсолютные значения тепловых потерь, так и отпуск тепла, а также количество (по материальной характеристике) ТС, находящихся на балансе энергоснабжающей организации, по отношению ко всем ТС в системе теплоснабжения от данного источника тепла.

АШ.1.10 В приложении АС приведены положения по определению фактических потерь тепла за прошедшие отрезки времени.

Тепловые потери через тепловую изоляцию за прошедший период, определенные согласно приложению АС являются фактическими условно, так как в большинстве случаев в реальных условиях отсутствует возможность составления баланса отпущенной от источника(ов) тепла и потребленной (или переданной на границах балансовой ответственности) тепловой энергии из-за недостаточной оснащенности приборами учета.

При определении тепловых потерь по приложению АС необходимо осуществлять корректировку разработанных нормируемых значений эксплуатационных тепловых потерь с учетом изменения

- фактических температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах ТС, температур наружного воздуха и грунта за рассматриваемый прошедший период;
- значения материальной характеристики ТС, фактически находившихся в работе за рассматриваемый период, по сравнению со значением материальной характеристики на период разработки ЭХ или ее корректировки на планируемый год, в том числе с учетом вновь введенных ТС или переданных с баланса на баланс;
- теплотехнических характеристик отдельных участков ТС в результате реконструкции или модернизации существующих ТС, а также замены тепловой изоляции.

На участках ТС, для которых при нормировании вводились ограничения по максимальным значениям поправочных коэффициентов к нормам тепловых потерь для проектирования, фактические тепловые потери следует определять исходя из значений поправочных коэффициентов, определенных по результатам испытаний или расчета.

В приложении АС для определения потерь тепла с потерями сетевой воды за прошедший месяц работы ТС применима только для ориентировочной оценки этой величины для закрытых СЦТ. При этом следует иметь в виду, что величина

$G_{ут}^{ср.м.ф.}$ относится к системе теплоснабжения в целом. Для выделения доли потерь сетевой воды, приходящейся на ТС на балансе энергопредприятия, могут быть использованы алгоритмы приложения АС.

АШ.2 Пример определения нормируемых тепловых потерь и построения энергетической характеристики водяной тепловой сети по показателю «тепловые потери»

АШ.2.1 Исходные данные

АШ.2.1.1 Источником теплоснабжения является ТЭЦ.

На балансе ЭСО находятся магистральные и часть распределительных водяных ТС, основная часть распределительных и квартальных сетей эксплуатируются муниципальным предприятием; ТС на промпредприятиях, составляющие незначительную долю всех ТС, находятся на балансе промпредприятий.

Присоединенная тепловая нагрузка по договорам составляет 1258 Гкал/ч; в том числе коммунально-бытовая 1093 и промышленная 165 Гкал/ч; отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка составляет 955 Гкал/ч, максимальная нагрузка на горячее водоснабжение (по закрытой схеме) – 303 Гкал/ч; отопительно-вентиляционная нагрузка коммунально-бытового сектора – 790 Гкал/ч, в том числе отопительная – 650 и вентиляционная – 140 Гкал/ч.

Утвержденный ЭСО температурный график отпуска тепла (рисунок АШ.Б.1 настоящих Рекомендаций) – повышенный, расчетными температурами воды $^{150}/_{70}$°С при расчетной температуре наружного воздуха $t_{н.р}$ = –30°С, со срезкой 135°С, спрямлением для горячего водоснабжения (ГВС) 75°С.

АШ.2.1.2 Тепловая сеть двухтрубная тупиковая; ТС выполнены в основном подземной канальной и надземной на низких опорах прокладкой, другие виды прокладки (бесканальная, в проходных каналах и т.п.) занимают незначительный объем (по материальной характеристике). Тепловая изоляция выполнена из минераловатных изделий.

Продолжительность отопительного периода 5808 ч, летнего – 2448, ремонтного – 504 ч.

АШ.2.1.3 Материальная характеристика ТС на балансе ЭСО по участкам представлена в таблице АШ.А.1.

АШ.2.1.4 Среднемесячные и среднегодовые значения температуры наружного воздуха и грунта (на средней глубине залегания трубопроводов) по данным местной метеорологической станции или климатических справочников, усредненным за последние 5 лет, приведены в таблице АШ.А.2.

АШ.2.1.5 Среднемесячные значения температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах по утвержденному температурному графику отпуска тепла при среднемесячных значениях температуры наружного воздуха и среднегодовые значения температуры сетевой воды приведены в таблице АШ.А.2.

АШ.2.1.6 Результаты испытаний по определению тепловых потерь в виде поправочных коэффициентов к удельным тепловым потерям по нормам проектирования составляют: в среднем по надземной прокладке – 0,91; по подземной – 0,87. Испытания проводились в соответствии приложению БГ.

Испытаниям подвергались участки магистрали № 1 ТЭЦ÷ТК-1 и ТК-1÷ТК-2 надземной прокладки с наружными диаметрами 920 и 720 мм протяженностью соответственно 1092 и 671 м и участки магистрали № 2 ТК-1÷ТК-4 и ТК-4÷ТК-6 подземной канальной прокладки с наружными диаметрами 920 и 720 мм протяженностью соответственно 88 и 4108 м. Материальная характеристика испытанных сетей составляет 38 % всей материальной характеристики ТС на балансе ЭСО.

АШ.2.1.7 Ожидаемый (планируемый) отпуск тепловой энергии, определяемый планово-экономическими службами энергоснабжающей организации по месяцам и за год, приведен в таблице АШ А.4 (без учета количества тепла на промпредприятия).

АШ.2.2 Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь

Эксплуатационные тепловые потери в водяных ТС состоят из двух видов потерь – через теплоизоляционные конструкции и с утечками сетевой воды.

АШ.2.2.1 Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции осуществляется для ТС на балансе энергоснабжающей организации в виде часовых (при среднегодовых условиях работы ТС) [МВт (Гкал/ч)] и среднемесячных [МВт (Гкал/ч)] тепловых потерь по участкам ТС (см. приложение АС) в соответствии с материальной характеристикой (см. таблицу АШ.А.3), а также месячных и годовых потерь [ГДж (Гкал)] в целом по ТС на балансе:

- тепловые потери через изоляцию определяются раздельно по видам прокладки (подземная и надземная) вследствие различных алгоритмов их зависимости от температур сетевой воды и окружающей среды (грунта или воздуха) (см. приложение АС);
- нормируемые часовые среднегодовые потери по участкам ТС в общем виде определяют по приложению АС

$$Q_{норм}^{ср.г} = q_н K L \beta \qquad (АШ.1)$$

Значения удельных (на 1 м длины) часовых тепловых потерь $q_н$, Вт/м [кКал /(м·ч)], по видам прокладки определяют по нормам в зависимости от срока ввода ТС в эксплуатацию (см. приложение АС):

- к удельным тепловым потерям вводятся поправочные коэффициенты К, полученные на основании результатов испытаний или расчета согласно приложению АС, и β – на дополнительные потери тепла арматурой, компенсаторами, опорами (см. приложение АС);
- нормируемые часовые тепловые потери при среднегодовых условиях работы в целом по ТС на балансе энергопредприятия определяются путем суммирования часовых среднегодовых потерь по участкам (по видам прокладки);
- нормируемые часовые среднемесячные $Q_н^{ср.м}$ [МВт (Гкал/ч)] и месячные $Q_н^м$ [ГДж (Гкал)] тепловые потери по видам прокладки определяются путем пересчета часовых среднегодовых тепловых потерь на среднемесячные температурные условия работы ТС (см. таблицу АШ.А.2) и число часов работы в данном месяце;

- составляющая ЭХ по тепловым потерям через изоляцию строится в виде графика часовых среднемесячных [МВт (Гкал/ч)] (см. рисунок АШ.Б.3 настоящих Рекомендаций) и месячных [ГДж (Гкал)] тепловых потерь в разрезе года раздельно по видам прокладки для тепловой сети на балансе энергоснабжающей организации.

АШ.2.2.2 Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь с потерями сетевой воды в настоящих Рекомендациях в соответствии с приложением АС осуществляется для потерь с нормируемой утечкой в виде годовых тепловых потерь $Q_{ут}^{г}$ [ГДж (Гкал)] по приложению АС, а также для других составляющих потерь сетевой воды (см. рисунок АШ.Б.4):

$$Q_{ут}^{г} = a \cdot V^{ср.г} c \rho^{ср.г} \left(\frac{t_{п}^{ср.г} + t_{о}^{ср.г}}{2} - t_{х}^{ср.г} \right) n_{год} \cdot 10^{-6}$$

При этом:

- нормируемая среднегодовая утечка сетевой воды a [м^3/(ч·м^3)] принимается в размере 0,25 % среднегодового объема (емкости) ТС и систем теплопотребления;
- среднегодовой объем сетевой воды $V^{ср.г}$ (м^3) определяется исходя из объема ТС и систем теплопотребления в отопительном и летнем периодах работы СЦТ и соответствующего числа часов работы n;
- расчет производится в целом для ТС и подключенных систем теплопотребления на балансе энергоснабжающей организации;
- определяются нормируемые эксплуатационные месячные тепловые потери с утечкой сетевой воды $Q_{ут}^{м}$. [ГДж (Гкал)] исходя из сезонных потерь и соответствующих средних температур сетевой и холодной воды и числа часов работы;
- составляющая ЭХ по потерям тепла с потерями сетевой воды строится в виде графика месячных тепловых потерь ТС на балансе энергоснабжающей организации.

АШ.2.2.3 Энергетическая характеристика водяных ТС по показателю «тепловые потери» определяется путем суммирования нормируемых месячных значений тепловых потерь через тепловую изоляцию с потерями сетевой воды, а также их годовых значений.

Для оценки доли тепловых потерь от количества переданной тепловой энергии могут быть определены их относительные значения по месяцам и в целом за год работы ТС.

АШ.2.3 Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции

Определение часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях работы ТС $Q_{норм}^{ср.г}$, $Q_{норм.п}^{ср.г}$ и $Q_{норм.о}^{ср.г}$ [Вт (кКал /ч)] по нормам [7] и СНиП 2.04.14-88 [5] осуществляется раздельно для подземной и надземной прокладки.

АШ.2.3.1 Удельные часовые тепловые потери определяют по нормам проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей [7] и приложения АС для участков ТС, введенных в эксплуатацию до 01.01.90 г. (или позже по проектам, выполненным до этого времени), и по

нормам СНиП 2.04.14-88 [5] и приложению АС для участков ТС, выполненных по соответствующим проектам.

Магистраль № 1

Участок ТЭЦ÷ТК-1 надземной прокладки $d_н$ 920 мм; удельные часовые тепловые потери определяют по приложению АС:

$$q_{н.п} = q^{т1}_{н.п} + (q^{т2}_{н.п} - q^{т1}_{н.п}) \cdot \frac{\Delta t^{ср.г}_{п} - \Delta t^{т1}_{п}}{\Delta t^{т2}_{п} - \Delta t^{т1}_{п}} = 220 + \frac{261-220}{95-70} \cdot \left[(83,27-5,37)-70\right] = 232,95 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н.п} = 190 + \frac{225-190}{95-70} \cdot \left[(83,27-5,37)-70\right] = 200,30 \text{ ккал/(м·ч)}$$

$$q_{н.о} = q^{т1}_{н.о} + (q^{т2}_{н.о} - q^{т1}_{н.о}) \cdot \frac{\Delta t^{ср.г}_{о} - \Delta t^{т1}_{о}}{\Delta t^{т2}_{о} - \Delta t^{т1}_{о}} = 180 + \frac{220-180}{70-45} \cdot \left[(47,07-5,37)-45\right] = 174,71 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н.о} = 155 + \frac{190-155}{70-45} \cdot \left[(47,07-5,37)-45\right] = 150,23 \text{ ккал/(м·ч)}$$

Участок ТК-1÷ТК-2 надземной прокладки $d_н$ 720 мм; удельные часовые тепловые потери определяют по приложению АС:

$q_{н.п}$ = 179,37 Вт/м или $q_{н.п}$ = 154,23 кКал /(м·ч);

$q_{н.о}$ = 128,38 Вт/м или $q_{н.о}$ = 110,38 кКал /(м·ч).

Участок ТК-2÷ТК-3 надземной прокладки $D_у$ 500 мм переложен в 1995 г.; удельные часовые тепловые потери определяются при числе часов работы в год более 5000 по приложению АС.

Предварительно определяется разность среднегодовых температур сетевой воды и наружного воздуха для определения диапазона использования табличных данных:

- меньшая разность температур (°С) сетевой воды и наружного воздуха

$$\Delta t^{т1} = t^{т1} - t^{ср.г}_{в} = 50 - 5 = 45;$$

- большая разность температур (°С) сетевой воды и наружного воздуха

$$\Delta t^{т2} = t^{т2} - t^{ср.г}_{в} = 100 - 5 = 95,$$

где $t^{ср.г}_{в}$ – расчетная среднегодовая температура наружного воздуха 5°С.

$$q_{н.п} = 71 + \frac{119-71}{95-45} \cdot [(83,27 - 5,37) - 45] = 102,58 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н.п} = 61 + \frac{102-61}{95-45} \cdot [(83,27 - 5,37) - 45] = 88,20 \text{ кКал /(м·ч)};$$

$$q_{н.о} = 71 + \frac{119-71}{95-45} \cdot [(47,07 - 5,37) - 45] = 67,83 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н.о} = 61 + \frac{102-61}{95-45} \cdot [(47,07 - 5,37) - 45] = 58,32 \text{ кКал /(м·ч)}.$$

Магистраль № 2

Участок ТК-1÷ТК-4 подземной канальной прокладки $d_н$ = 920 мм; удельные часовые тепловые потери определяют по приложению АС

$$q_н = q_н^{т1} + (q_н^{т2} - q_н^{т1}) \cdot \frac{\Delta t_{ср}^{ср.г} - \Delta t_{ср}^{т1}}{\Delta t_{ср}^{т2} - \Delta t_{ср}^{т1}}$$

Предварительно определяется среднегодовая разность температур сетевой воды и грунта для определения диапазона использования табличных данных:

- меньшая разность температур (°С) сетевой воды и грунта

$$\Delta t_{ср}^{т1} = \frac{t_п^{т1} + t_о^{т1}}{2} - t_{тр}^{ср.г} = \frac{65+50}{2} - 5 = 52,5;$$

- большая разность температур (°С) сетевой воды и наружного воздуха

$$\Delta t_{ср}^{т2} = \frac{t_п^{т2} + t_о^{т2}}{2} - t_{тр}^{ср.г} = \frac{90+50}{2} - 5 = 65,$$

где $t_{тр}^{ср.г}$ – расчетная среднегодовая температура грунта 5°С.

$$q_н = 387 + \frac{433-387}{65-52,5} \cdot \left[\left(\frac{83,27+47,07}{2} - 6,85 \right) - 52,50 \right] = 408,42 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_н = 333 + \frac{373-333}{65-52,5} \cdot \left[\left(\frac{83,27+47,07}{2} - 6,85 \right) - 52,50 \right] = 351,18 \text{ кКал /(м·ч)}$$

Участок ТК-4÷ТК-6 подземной канальной прокладки $d_н$ 720 м; удельные часовые тепловые потери определяют по приложению АС

$q_н$= 334,16 Вт/м или $q_н$ = 287,32 кКал /(м·ч)

Участок ТК-6÷ТК-7 подземной канальной прокладки $D_у$ 600 мм переложен в 1995 г.; удельные часовые тепловые потери определяются при числе часов работы более 5000 по приложению АС

$$q_н = (79+50) + \frac{(109+41)-(79+50)}{(65-52,5)} \cdot \left[\left(\frac{83,27+47,07}{2} - 6,85 \right) - 52,50 \right] = 138,77 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_н = (68+43) + \frac{(94+35)-(68+43)}{(65-52,5)} \cdot \left[\left(\frac{83,27+47,07}{2} - 6,85 \right) - 52,50 \right] = 119,32 \text{ кКал /(м·ч).}$$

Магистраль № 3

Участок ТЭЦ÷ТК-9 надземной прокладки $d_н$ 720 мм; удельные часовые тепловые потери определяют по приложению АС:

$$q_{н.п} = 168 + \frac{204-168}{95-70} \cdot [(83,27 - 5,37) - 70] = 179,37 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н.п} = 145 + \frac{176-145}{95-70} \cdot [(83,27 - 5,37) - 70] = 154,23 \text{ кКал /(м·ч);}$$

$$q_{н.о} = 133 + \frac{168-133}{70-45} \ [(47,07 - 5,37) - 45] = 128,38 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н.о} = 115 + \frac{145-115}{70-45} \ [(47,07 - 5,37) - 45] = 110,38 \text{ кКал /(м·ч).}$$

Участок ТК-9÷ТК-10 подземной канальной прокладки $d_н$ 720 мм; удельные часовые тепловые потери определяют по приложению АС

$$q_н = 316 + \frac{(355-316)}{(65-52,5)} \cdot \left[\left(\frac{83,27+47,07}{2} - 6,85 \right) - 52,50 \right] = 334,16 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_н = 272 + \frac{(306-272)}{(65-52,5)} \cdot \left[\left(\frac{83,27+47,07}{2} - 6,85 \right) - 52,50 \right] = 287,32 \text{ кКал /(м·ч).}$$

Участок ТК-10÷ТК-11 подземной канальной прокладки $d_н$ 529 мм; удельные часовые тепловые потери определяют по приложению АС

$q_н$ = 265,43 Вт/м или $q_н$ = 228,23 кКал /(м·ч).

Магистраль № 4

Участок ТЭЦ÷ТК-12 подземной канальной прокладки $d_н$ 529 мм; удельные часовые тепловые потери определяют по приложению АС

$q_н$ = 265,43 Вт/м или $q_н$ = 228,23 кКал /(м·ч).

Магистраль № 5

Участок ТЭЦ÷ТК-13 подземной канальной прокладки $d_н$ 325 мм; удельные часовые тепловые потери определяют по приложению АС

$$q_н = 173 + \frac{195-173}{65-52,5} \left[\left(\frac{83,27+47,07}{2} - 6,85 \right) - 52,50 \right] = 183,25 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_н = 149 + \frac{168-149}{65-52,5} \left[\left(\frac{83,27+47,07}{2} - 6,85 \right) - 52,50 \right] = 157,56 \text{ кКал /(м·ч).}$$

Участок ТК-13÷ТК-14 надземной прокладки $d_н$ 325 мм; удельные часовые тепловые потери определяют по приложению АС

$$q_{н.п} = 93 + \frac{116-93}{95-70} [(83,27 - 5,37) - 70] = 100,26 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н.п} = 80 + \frac{100-93}{95-70} [(83,27 - 5,37) - 70] = 86,21 \text{ кКал /(м·ч);}$$

$$q_{н.о} = 70 + \frac{93-70}{70-45} [(47,07 - 5,37) - 45] = 66,96 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н.о} = 60 + \frac{80-60}{70-45} [(47,07 - 5,37) - 45] = 57,58 \text{ кКал /(м·ч).}$$

Участок ТК-14÷ТК-15 надземной прокладки $d_н$ 273 мм; удельные часовые тепловые потери определяют по приложению АС

$$q_{н.п} = 81 + \frac{101-81}{95-70} [(83,27 - 5,37) - 70] = 87,32 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н.п} = 70 + \frac{87-70}{95-70} [(83,27 - 5,37) - 70] = 75,08 \text{ кКал /(м·ч);}$$

$$q_{н.о} = 61 + [(47,07 - 5,37) - 45] = 58,36 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н.о} = 53 + \frac{70-53}{70-45} [(47,07 - 5,37) - 45] = 50,18 \text{ кКал /(м·ч).}$$

Участок ТК-15÷ТК-16 надземной прокладки $d_н$ 219 мм; удельные часовые тепловые потери определяют по приложению АС

$$q_{н.п} = 70 + \frac{90-70}{95-70}\ [(83{,}27 - 5{,}37) - 70] = 76{,}32 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н.п} = 60 + \frac{78-60}{95-70}\ [(83{,}27 - 5{,}37) - 70] = 65{,}62 \text{ кКал /(м·ч)};$$

$$q_{н.о} = 53 + \frac{70-53}{70-45}\ [(47{,}07 - 5{,}37) - 45] = 50{,}75 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н.о} = 46 + \frac{60-46}{70-45}\ [(47{,}07 - 5{,}37) - 45] - 43{,}64 \text{ кКал / (м·ч)}.$$

АШ.2.3.2 Участок ТК-16÷ТК-17 длиной 646 м $d_н$ 219 мм подземной бесканальной прокладки с изоляцией из пенополимербетона, толщина изоляции $\delta = 50$ мм; глубина заложения от поверхности до оси трубопроводов 1,6 м. Удельные часовые тепловые потери этого участка определяются путем расчета согласно приложению АС.Б приложения АС.

Коэффициент теплопроводности изоляции принимается по приложению АС

$\lambda_{из} = 0{,}07$ Вт/(м·°С) или $\lambda_{из} = 0{,}0602$ кКал /(м·ч·°С).

Вводится поправка на техническое состояние изоляции по результатам эксплуатационных данных (незначительное разрушение основного слоя изоляции) согласно приложению АС $K_\lambda = 1{,}3$.

$$\lambda_{из} = \lambda_{из} \cdot K_\lambda = 0{,}07 \cdot 1{,}3 = 0{,}091 \text{ Вт/(м·°С)}$$

или

$$\lambda_{из} = 0{,}0782 \text{ кКал /(м·ч·°С)}$$

Коэффициент теплопроводности грунта $\lambda_{тр}$ принимается по приложению АС для суглинка во влажном состоянии:

$\lambda_{гр} = 2{,}56$ Вт/(м·°С) или $\lambda_{гр} = 2{,}2012$ кКал /(м·ч·°С).

Термическое сопротивление изоляции $R_{из}$ определяют по приложению АС

$$R_{из} = \frac{\ln(1 + 2\delta/d_н)}{2\pi\lambda_{из}} = \frac{\ln(1 + 2 \cdot 0{,}05/0{,}219)}{2\pi \cdot 0{,}091} = 0{,}6578 \text{ (м·°С)/Вт}$$

или

$$R_{из} = \frac{\ln(1 + 2 \cdot 0{,}05/0{,}219)}{2\pi \cdot 0{,}0782} = 0{,}7655 \text{ (м·ч·°С)/кКал}.$$

Термическое сопротивление массива грунта $R_{гр}$ определяют по приложению АС

$$R_{гр} = \frac{\ln[4 \cdot H/(d_н + 2 \cdot \delta)]}{2\pi \cdot \lambda_{гр}} = \frac{\ln[4 \cdot 1{,}6/(0{,}219 + 2 \cdot 0{,}05)]}{2\pi \cdot 2{,}56} = 0{,}1864 \text{ (м·°С)/Вт}$$

или

$$R_{гр} = \frac{\ln[4 \cdot 1{,}6/(0{,}219 + 2 \cdot 0{,}05)]}{2\pi \cdot 2{,}2012} = 0{,}2168 \text{ (м·ч·°С)/кКал}$$

Термическое сопротивление, учитывающее взаимное влияние подающего и обратного трубопроводов $R_{п.о}$, определяют по приложению АС

$$R_{п.о} = \frac{\ln\sqrt{1 + (2 \cdot H/S)^2}}{2\pi\lambda_{гр}} = \frac{\ln\sqrt{1 + (2 \cdot 1{,}6/0{,}5)^2}}{2\pi \cdot 2{,}56} = 0{,}1162 \text{ (м·°С)/Вт}$$

или

$$R_{п.о} = \frac{\ln\sqrt{1+(2\cdot 1,6/0,5)^2}}{2\pi\cdot 2,2012} = 0,1351 \ \text{(м·ч·°С)/кКал}$$

Среднегодовые часовые удельные тепловые потери подающего $q_п$ и обратного $q_о$ трубопроводов участка бесканальной прокладки определяют по приложению АС

$$q_п = \frac{(t_п^{ср.г} - t_{гр}^{ср.г})(R_{из}^{о} + R_{гр}^{о}) - (t_о^{ср.г} - t_{гр}^{ср.г})R_{п.о}}{(R_{из}^{п} + R_{гр}^{п})\cdot(R_{из}^{о} + R_{гр}^{о}) - R_{п.о}^2} =$$

$$= \frac{(83,27-6,85)\cdot(0,6578+0,1864) - (47,07-6,85)\cdot 0,1162}{(0,6578+0,1864)\cdot(0,6578+0,1864) - (0,1162)^2} = 85,58 \ \text{Вт/м}$$

или

$$q_п = \frac{(83,27-6,85)\cdot(0,7655+0,2168) - (47,07-6,85)\cdot 0,1351}{(0,7655+0,2168)\cdot(0,7655+0,2168) - (0,1351)^2} = 73,59 \ \text{ккал/(м·ч)};$$

$$q_о = \frac{(t_о^{ср.г} - t_{гр}^{ср.г})(R_{из}^{п} + R_{гр}^{п}) - (t_п^{ср.г} - t_{гр}^{ср.г})R_{п.о}}{(R_{из}^{п} + R_{гр}^{п})\cdot(R_{из}^{о} + R_{гр}^{о}) - R_{п.о}^2} =$$

$$= \frac{(47,07-6,85)\cdot(0,6578+0,1864) - (83,27-6,85)\cdot 0,1162}{(0,6578+0,1864)\cdot(0,6578+0,1864) - (0,1162)^2} = 35,86 \ \text{Вт/м}$$

или

$$q_о = \frac{(47,07-6,85)\cdot(0,7650+0,2168) - (83,27-6,85)\cdot 0,1351}{(0,7655+0,2168)\cdot(0,7655+0,2168) - (0,1351)^2} = 30,84 \ \text{ккал/(м·ч)}$$

Среднегодовые часовые удельные тепловые потери участка бесканальной прокладки определяют по приложению АС:

$$q_р = q_п + q_о = 85,58 + 35,86 = 121,44 \ \text{Вт/м}$$

или

$$q_р = q_п + q_о = 73,59 + 30,84 = 104,42 \ \text{кКал /(м·ч)}.$$

АШ.2.3.3 К значениям удельных тепловых потерь принимаются поправочные коэффициенты К. По результатам испытаний получены следующие коэффициенты:

- для участков подземной прокладки:

$$К_{подз} = 0,87;$$

- для участков надземной прокладки:

$$К_{надз}^{п} = 0,93;$$

$$К_{надз}^{о} = 0,89.$$

Указанные поправочные коэффициенты принимаются для нормирования эксплуатационных тепловых потерь в том году, в котором проводились испытания (1997 г.).

На период между очередными испытаниями по определению тепловых потерь начиная с года (отопительного сезона), следующего за тем, в котором проводились испытания, вводятся ежегодные поправки.

Значения ежегодных поправок определяют по приложению АС в зависимости от соотношения материальных характеристик подземной и надземной прокладок в целом для ТС на балансе ЭСО и значений поправочных коэффициентов по результатам испытаний.

Для рассматриваемой ТС соотношение по материальной характеристике (бесканальная прокладка включена в подземную) составляет 0,80:0,20.

Значение ежегодной поправки составляет:

- для подземной прокладки $\Delta K = 0,07$;
- для надземной прокладки (при среднем значении между подающим и обратным трубопроводами $K = 0,91$) $\Delta K = 0,13$.

Для нормирования могут быть приняты в каждом последующем (после испытаний) году поправочные коэффициенты $K + \Delta K$, не превышающие предельных значений, указанных в приложении Г приложения АС в графах, соответствующих К по видам прокладки, т. е. для подземной прокладки 1,10, для надземной 1,30.

В 2000 г. на период разработки ЭХ поправочные коэффициенты составляют:

$$K_{подз} = 0,87 + (3 \cdot 0,07) = 1,08;$$

$$K^{п}_{надз} = K^{о}_{надз} = 0,91 + (3 \cdot 0,13) = 1,30$$

АШ.2.3.4 Нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию по участкам ТС определялись по приложению АС.

Магистраль № 1

Участок ТЭЦ÷ТК-1 надземной прокладки; нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяют по формулам (АС. 18) и (АС.19) приложения АС

$$Q^{ср.г}_{н.п} = \Sigma(q_{н.п} K^{н}_{п} L\beta) = 232,95 \cdot 1,30 \cdot 1092 \cdot 1,15 = 380297 \text{ Вт}$$

или

$$Q^{ср.г}_{н.п} = 200,30 \cdot 1,30 \cdot 1092 \cdot 1,15 = 326997 \text{ кКал /ч};$$

$$Q^{ср.г}_{н.о} = \Sigma(q_{н.о} K^{н}_{о} L\beta) = 174,71 \cdot 1,30 \cdot 1092 \cdot 1,15 = 285227 \text{ Вт}$$

или

$$Q^{ср.г}_{н.о} = 150,23 \cdot 1,30 \cdot 1092 \cdot 1,15 = 245251 \text{ кКал / ч}.$$

Участок ТК-1÷ТК-2 надземной прокладки; нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяют по приложению АС

$$Q^{ср.г}_{н.п} = 179933 \text{ Вт или } Q^{ср.г}_{н.п} = 154714 \text{ кКал /ч};$$

$$Q^{ср.г}_{н.о} = 128777 \text{ Вт или } Q^{ср.г}_{н.о} = 110729 \text{ кКал /ч}.$$

Участок ТК-2÷ТК-3 надземной прокладки; нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяют по приложению АС

$$Q^{ср.г}_{н.п} = 58429 \text{ Вт или } Q^{ср.г}_{н.п} = 50240 \text{ кКал /ч};$$

$$Q^{ср.г}_{н.о} = 38635 \text{ Вт или } Q^{ср.г}_{н.о} = 33220 \text{ кКал /ч}.$$

Магистраль № 2

Участок ТК-1÷ТК-4 подземной канальной прокладки; эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяют по приложению АС

$$Q^{ср.г}_{н} = \Sigma(q_{н} K^{н} L\beta) = 44639 \text{ Вт или } Q^{ср.г}_{н} = 38382 \text{ кКал /ч}.$$

Участок ТК-4÷ТК-6 подземной канальной прокладки; эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяют по приложению АС

$$Q^{ср.г}_{н} = 1704919 \text{ Вт или } Q^{ср.г}_{н} = 1465967 \text{ кКал /ч}.$$

Участок ТК-6÷ТК-7 подземной канальной прокладки; эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяют по приложению АС

$Q_{н}^{ср.г}$ = 223546 Вт или $Q_{н}^{ср.г}$ = 192215 кКал /ч.

Магистраль № 3

Участок ТЭЦ÷ТК-9 надземной прокладки; нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяют по приложению АС:

$Q_{н.п}^{ср.г}$ = 146146 Вт или $Q_{н.п}^{ср.г}$ = 125662 кКал /ч;

$Q_{н.о}^{ср.г}$ = 104597 Вт или $Q_{н.о}^{ср.г}$ = 89937 кКал /ч.

Участок ТК-9÷ТК-10 подземной канальной прокладки; эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяют по приложению АС

$Q_{н}^{ср.г}$ = 1675037 Вт или $Q_{н}^{ср.г}$ = 1440273 кКал /ч.

Участок ТК-10÷ТК-11 подземной канальной прокладки; эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяют по приложению АС

$Q_{н}^{ср.г}$ = 635930 Вт или $Q_{н}^{ср.г}$ = 546801 кКал /ч.

Магистраль № 4

Участок ТЭЦ- к ГК-12 подземной канальной прокладки; эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяют по приложению АС

$Q_{н}^{ср.г}$ = 1017026 Вт или $Q_{н}^{ср.г}$ = 874485 кКал /ч.

Магистраль № 5

Участок ТЭЦ÷ТК-13 подземной канальной прокладки; эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяют по формуле (АС.17) приложения АС

$Q_{н}^{ср.г}$ = 20483 Вт или $Q_{н}^{ср.г}$ =17613 кКал /ч.

Участок ТК-13÷ТК-14 надземной прокладки; нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяют по приложению АС

$Q_{н.п}^{ср.г}$ = 42420 Вт или $Q_{н.п}^{ср.г}$ = 36474 кКал /ч.

$Q_{н.о}^{ср.г}$ = 28330 Вт или $Q_{н.о}^{ср.г}$ = 24359 кКал /ч.

Участок ТК-14÷ТК-15 надземной прокладки; нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяют по приложению АС

$Q_{н.п}^{ср.г}$ = 52216 Вт или $Q_{н.п}^{ср.г}$ = 44897 кКал /ч.

$Q_{н.о}^{ср.г}$ = 34897 Вт или $Q_{н.о}^{ср.г}$ = 30007 кКал /ч.

Участок ТК-15÷ТК-16 надземной прокладки; нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяют по приложению АС:

$Q_{н.п}^{ср.г}$ = 28523 Вт или $Q_{н.п}^{ср.г}$ = 24526 кКал /ч;

$Q_{н.о}^{ср.г}$ = 18970 Вт или $Q_{н.о}^{ср.г}$ = 16311 кКал /ч.

Участок ТК-16÷ТК-17 подземной бесканальной прокладки; эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяют по приложению АС

$$Q_н^{ср.г} = q_н K_р^н L \beta = 121,44 \cdot 1,00 \cdot 646 \cdot 1,15 = 90221 \text{ Вт}$$

или

$$Q_н^{ср.г} = 77576 \text{ кКал /ч.}$$

АШ.2.3.5 Нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции по видам прокладки в целом для тепловой сети при среднегодовых температурных условиях ее работы определяются:

- для участков подземной прокладки путем суммирования тепловых потерь по двум трубопроводам (подающему и обратному) $Q_н^{ср.г}$ [МВт (Гкал/ч)] по приложению АС

$Q_н^{ср.г} = 0,0446 + 1,7049 + 0,2235 + 1,6750 + 0,6359 + 1,0170 + 0,0205 + 0,0902 =$ 5,4118 МВт

или

$Q_н^{ср.г} = 0,0384 + 1,4660 + 0,1922 + 1,4403 + 0,5468 + 0,8745 + 0,0176 + 0,0776 =$ 4,6533 Гкал/ч;

- для участков надземной прокладки раздельно для подающего и обратного трубопроводов:

для подающего $Q_{н.п}^{ср.г}$ [МВт (Гкал/ч)] по приложению АС путем суммирования тепловых потерь по подающим трубопроводам:

$Q_{н.п}^{ср.г} = 0,3803 + 0,1799 + 0,0584 + 0,1461 + 0,0424 + 0,0522 + 0,0285 = 0,8880$ МВт

или

$Q_{н.п}^{ср.г} = 0,3270 + 0,1547 + 0,0502 + 0,1257 + 0,0365 + 0,0449 + 0,0245 = 0,7635$ Гкал/ч.

для обратного трубопровода $Q_{н.о}^{ср.г}$ [МВт (Гкал/ч)] по приложению АС путем суммирования тепловых потерь по обратным трубопроводам участков:

$Q_{н.о}^{ср.г} = 0,2852 + 0,1288 + 0,0386 + 0,1046 + 0,0283 + 0,0349 + 0,0190 = 0,6394$ МВт

или

$Q_{н.о}^{ср.г} = 0,2453 + 0,1107 + 0,0332 + 0,0899 + 0,0244 + 0,0300 + 0,0163 = 0,5498$ Гкал/ч.

Значения $Q_н^{ср.г}$, $Q_{н.п}^{ср.г}$ и $Q_{н.о}^{ср.г}$ в [МВт (Гкал/ч)] приведены в приложении АС.

АШ.2.3.6 Нормируемые эксплуатационные часовые потери при среднемесячных условиях работы ТС определяются:

- для участков подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам $Q_п^{ср.м}$ [МВт (Гкал/ч)] по приложению АС (для января):

$$Q_п^{ср.м} = Q_п^{ср.г} \times \frac{t_п^{ср.м} + t_о^{ср.м} - 2t_{гр}^{ср.м}}{t_п^{ср.г} + t_о^{ср.г} - 2t_{гр}^{ср.г}} = 5,4118 \cdot \frac{103,33 + 52,08 - 2 \cdot 3,40}{83,27 + 47,07 - 2 \cdot 6,85} = 6,8946 \text{ МВт}$$

или

$$Q_п^{ср.м} = 4,6533 \times \frac{103,33 + 52,08 - 2 \times 3,40}{83,27 + 47,07 - 2 \times 6,85} = 5,9283 \text{ Гкал/ч.}$$

Аналогично определяются часовые среднемесячные тепловые потери для других месяцев, результаты приведены в приложении АС;

- для участков надземной прокладки раздельно по подающему $Q_{н.п}^{ср.м}$ и обратному трубопроводам $Q_{н.о}^{ср.м}$ [МВт (Гкал/ч)] по приложению АС (для января):

$$Q_{н.п}^{ср.м} = Q_{н.п}^{ср.г} \times \frac{t_п^{ср.м} - t_в^{ср.м}}{t_п^{ср.г} - t_в^{ср.г}} = 0,8880 \times \frac{103,33 - (-6,86)}{83,27 - 5,37} = 1,2560 \text{ МВт}$$

или

$$Q_{н.п}^{ср.м} = 0,7635 \times \frac{103,33 - (-6,86)}{83,27 - 5,37} = 1,0800 \text{ Гкал/ч;}$$

$$Q_{н.о}^{ср.м} = Q_{н.о}^{ср.г} \times \frac{t_о^{ср.м} - t_в^{ср.м}}{t_о^{ср.г} - t_в^{ср.г}} = 0,6394 \times \frac{52,08 - (-6,86)}{47,07 - 5,37} = 0,9038 \text{ МВт}$$

или

$$Q_{н.о}^{ср.м} = 0,5498 \times \frac{52,08 - (-6,86)}{47,07 - 5,37} = 0,7771 \text{ Гкал/ч.}$$

Аналогично определяются часовые среднемесячные тепловые потери для других месяцев, результаты приведены в приложении АС.

Как вспомогательные могут быть построены графики часовых тепловых потерь в зависимости от разности температур сетевой воды и окружающей среды $\Delta t_{ср}$ (см. рисунок АШ.Б.2) в МВт (Гкал/ч).

АШ.2.3.7 Нормируемые эксплуатационные месячные (для января) тепловые потери через теплоизоляционные конструкции прокладки в целом для тепловой сети $Q_{из}^{м}$ [ГДж (Гкал)] – определяют по приложению АС:

$$Q_{из}^{м} = 3,6 \cdot (Q_п^{ср.м} + Q_{н.п}^{ср.м} + Q_{н.о}^{ср.м}) \cdot n_м = 3,6 \cdot (6,8946 + 1,2560 + 0,9038) \cdot 744 = 24251 \text{ ГДж}$$

или

$$Q_{из}^{м} = (Q_п^{ср.м} + Q_{н.п}^{ср.м} + Q_{н.о}^{ср.м}) \cdot n_м = (5,9283 + 1,0800 + 0,7771) \cdot 744 = 5793 \text{ Гкал.}$$

Аналогично определяются нормируемые месячные тепловые потери для других месяцев, результаты сведены в таблицу АШ.А.4.

АШ.2.3.8 Определяются показатели нормируемых часовых эксплуатационных тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции при среднегодовых условиях по видам прокладки для всей ТС:

- для участков подземной прокладки $П_{т.и}^{подз}$, Вт/(м^2·°С) [кКал /(ч·м^2·°С)], по приложению АС

$$П_{т.и}^{подз} = \frac{Q_п^{ср.г}}{\pi M_п \left(\frac{t_п^{ср.г} + t_о^{ср.г}}{2} - t_{гр}^{ср.г}\right)} = \frac{5,4118 \times 10^6}{\pi \times 19181 \times \left(\frac{83,27 + 47,07}{2} - 6,85\right)} = 1,5399 \text{ Вт/(м}^2\text{·°С)}$$

или

$$П_{т.и}^{подз} = \frac{4,6533 \times 10^6}{\pi \times 19181 \times \left(\frac{83,27 + 47,07}{2} - 6,85\right)} = 1,3241 \text{ кКал /(ч·м}^2\text{·°С)}$$

- для участков надземной прокладки $П_{т.и}^{надз}$, Вт/(м^2·°С) [кКал /(ч·м^2·°С)], по формуле (АС.30) приложения АС

$$\Pi_{т.и}^{надз} = \frac{Q_{н.п}^{ср.г} + Q_{н.о}^{ср.г}}{\pi(M_{н.п} + M_{н.о})(\frac{t_{п}^{ср.г} + t_{о}^{ср.г}}{2} - t_{в}^{ср.г})} =$$

$$= \frac{(0,8880 + 0,6394) \times 10^6}{\pi \times (2338 + 2338) \times (\frac{83,27 + 47,07}{2} - 5,37)} = 1,7387 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°C)}$$

или

$$\Pi_{т.и}^{надз} = \frac{(0,7635 + 0,5498) \times 10^6}{\pi \times (2338 + 2338) \times (\frac{83,27 + 47,07}{2} - 5,37)} = 1,4950 \text{ ккал/(ч} \cdot \text{м}^2 \cdot \text{°C)}$$

АШ.2.3.9 По результатам расчета нормируемых часовых потерь тепла при среднемесячных условиях строятся графики (см. рисунок АШ.Б.3 настоящих Рекомендаций) суммарных потерь по подающим и обратным трубопроводам подземной прокладки $Q_{норм}^{ср.м}$ и раздельно потерь по подающим, $Q_{норм.п}^{ср.м}$, и обратным $Q_{норм}^{ср.м}$, трубопроводам надземной прокладки в МВт (Гкал/ч).

По результатам расчета нормируемых эксплуатационных месячных и годовых потерь тепла через тепловую изоляцию строятся соответствующие графики (см. рисунок АШ.Б.4) также суммарных потерь для подземной и надземной прокладок $Q_{т.и}^{м}$ и $Q_{т.и}^{г}$ в [МВт (Гкал/ч)] или [ГДж (Гкал)].

АШ.2.4 Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь с потерями сетевой воды

АШ.2.4.1 Нормируемые эксплуатационные тепловые потери с потерями сетевой воды определяются в целом по системе теплоснабжения, т.е. с учетом внутреннего объема трубопроводов ТС, находящихся как на балансе энергоснабжающей организации, так и на балансе других организаций, а также объема систем теплопотребления, с выделением тепловых потерь с потерями сетевой воды в ТС на балансе энергоснабжающей организации.

Объем ТС на балансе энергоснабжающей организации составляет (см. приложение АШ.А)

$$V_{т.с} = 11974 \text{ м}^3$$

Объем ТС на балансе других, в основном муниципальных, организаций составляет (по эксплуатационным данным)

$$V_{г.т.с} = 10875 \text{ м}^3$$

Объем систем теплопотребления составляет (по эксплуатационным данным)

$$V_{с.т.п} = 14858 \text{ м}^3$$

Суммарные объемы сетевой воды составляют по сезонам:

- отопительный сезон:

$$V_{от} = V_{т.с} + V_{г.т.с} + V_{с.т.п} = 11974 + 10875 + 14858 = 37707 \text{ м}^3;$$

- летний сезон (ремонтный период учтен в числе часов работы ТС в летнем сезоне при определении $V^{ср.г}$):

$$V_{л} = V_{т.с} + V_{г.т.с} = 11974 + 10875 = 22849 \text{ м}^3.$$

Среднегодовой объем сетевой воды в трубопроводах ТС и системах теплопотребления $V^{ср.г}$ определяют по формуле (АС.37) приложения АС:

$$V^{ср.г} = \frac{V_{от} n_{от} + V_{л} n_{л}}{n_{от} + n_{л}} = \frac{37707 \cdot 5808 + 22849 \cdot 2448}{5808 + 2448} = 33301 \text{ м}^3.$$

В том числе в ТС на балансе энергоснабжающей организации

$$V_{э.о}^{ср.г} = \frac{V_{э.о}^{ср.г} n_{от} + V_{э.о}^{л} n_{л}}{n_{от} + n_{л}} = \frac{11974 \cdot 5808 + 11974 \cdot 2448}{5808 + 2448} = 11974 \text{ м}^3.$$

АШ.2.4.2 Нормируемые эксплуатационные годовые тепловые потери с нормируемой утечкой сетевой воды $Q_{ут}^{г}$ [ГДж (Гкал)] определялись по приложению АС

$$Q_{ут}^{г} = a V^{ср.г} c \rho^{ср.г} \left(\frac{t_{п}^{ср.г} + t_{о}^{ср.г}}{2} - t_{х}^{ср.г} \right) \times n_{год} \times 10^{-6},$$

где $\rho^{ср.г}$ – среднегодовая плотность воды, в кг/м^3, определяемая при температуре $\frac{t_{п}^{ср.г} + t_{о}^{ср.г}}{2}$, °С;

с – удельная теплоемкость сетевой воды; принимается равной 4,1868 кДж/(кг·°С) или 1 кКал /(кг ·°С).

Среднегодовая температура холодной воды, поступающей на источник тепловой энергии для последующей обработки с целью подпитки ТС, $t_{х}^{ср.г}$ (°С) определяют по приложению АС

$$t_{х}^{ср.г} = \frac{t_{х}^{от} n_{от} + t_{х}^{л} n_{л}}{n_{от} + n_{л}}$$

Температура холодной воды в отопительный период принимается $t_{х}^{от} = 5$°С; в летний период $t_{х}^{л} = 15$°С.

Годовые потери тепла $Q_{ут}^{г}$ всего по системе теплоснабжения составляют

$$Q_{ут}^{г} = 0{,}0025 \cdot 33301 \cdot 4{,}1868 \cdot 980{,}50 \cdot \left(\frac{83{,}27 + 47{,}07}{2} - \frac{5 \cdot 5808 + 15 \cdot 2448}{5808 + 2448} \right) \times$$

$$\times (5808 + 2448) \cdot 10^{-6} = 161410 \text{ ГДж}$$

или

$$Q_{ут}^{г} = 38552 \text{ Гкал},$$

в том числе в ТС на балансе энергоснабжающей организации

$$Q_{ут.т.с}^{г.э.о} = 0{,}0025 \cdot 11974 \cdot 4{,}1868 \cdot 980{,}50 \cdot \left(\frac{83{,}27 + 47{,}07}{2} - \frac{5 \cdot 5808 + 15 \cdot 2448}{5808 + 2448} \right) \times$$

$$\times (5808 + 2448) \cdot 10^{-6} = 58079 \text{ ГДж}$$

или

$$Q_{ут.т.с}^{г.э.о} = 13872 \text{ Гкал}$$

АШ.2.4.3 Нормируемые эксплуатационные тепловые потери с нормируемой утечкой сетевой воды по сезонам работы ТС – отопительному $Q_{ут}^{от}$ и летнему $Q_{ут}^{л}$ [ГДж (Гкал)] определяют по формулам (АС.38) и (АС.39) приложения АС

- для отопительного сезона

$$Q_{ут}^{от} = Q_{ут}^{г} \times \frac{V_{от} n_{от}}{V^{ср.г} n_{год}} = 161410 \times \frac{37707 \times 5808}{33301 \times 8256} = 128574 \text{ ГДж}$$

или

$$Q_{норм}^{ср.м} = 30709 \text{ Гкал},$$

в том числе в ТС на балансе энергоснабжающей организации

$$Q_{ут}^{от.э.о} = Q_{ут.э.о}^{г} \times \frac{V_{от}^{э.о} n_{от}}{V_{э.о}^{ср.г} n_{год}} = 58079 \times \frac{11974 \times 5808}{11974 \times 8256} = 40858 \text{ ГДж}$$

или

$$Q_{ут}^{от.э.о} = 9759 \text{ Гкал};$$

- для летнего сезона

$$Q_{ут}^{л} = Q_{ут}^{г} \times \frac{V_{л} n_{л}}{V^{ср.г} n_{год}} = 161410 \times \frac{22849 \times 2448}{33301 \times 8256} = 32836 \text{ ГДж}$$

или

$$Q_{ут}^{л} = 7843 \text{ Гкал},$$

в том числе в ТС на балансе энергоснабжающей организации

$$Q_{ут}^{л.э.о} = Q_{ут.э.о}^{г} \times \frac{V_{л}^{э.о} n_{л}}{V_{э.о}^{ср.г} n_{год}} = 58079 \times \frac{11974 \times 2448}{11974 \times 8256} = 17221 \text{ ГДж}$$

или

$$Q_{ут}^{л.э.о} = 4113 \text{ Гкал}$$

АШ.2.4.4 Нормируемые эксплуатационные тепловые потери с утечкой сетевой воды по месяцам в отопительном $Q_{ут}^{м.от}$ и летнем $Q_{ут}^{м.л}$ [ГДж (Гкал)] сезонах определялись по формулам (АС.41) и (АС.42) приложения АС

- для отопительного сезона (января)

$$Q_{ут}^{м.от} = Q_{ут}^{от} \frac{(t_{п}^{ср.м} + t_{о}^{ср.м} - 2t_{х}^{ср.м}) n_{м}}{(t_{п}^{от} + t_{о}^{от} - 2t_{х}^{от}) n_{от}} = 128574 \cdot \frac{(103,33 + 52,08 - 2 \cdot 5) \cdot 744}{(87,40 + 48,10 - 2 \cdot 5) \cdot 5808} = 19084 \text{ ГДж}$$

или

$$Q_{ут}^{м.от} = 4558 \text{ Гкал},$$

в том числе в ТС на балансе энергоснабжающей организации

$$Q_{ут}^{м.от.э.о} = Q_{ут}^{от.э.о} \frac{(t_{п}^{ср.м} + t_{о}^{ср.м} - 2t_{х}^{ср.м}) n_{м}}{(t_{п}^{от} + t_{о}^{от} - 2t_{х}^{от}) n_{от}} = 40858 \cdot \frac{(103,33 + 52,08 - 2 \cdot 5) \cdot 744}{(86,40 + 48610 - 2 \cdot 5) \cdot 5808} = 6064 \text{ ГДж}$$

или

$$Q_{ут}^{м.от.э.о} = 1448 \text{ Гкал}$$

Аналогично определяются тепловые потери по другим месяцам, например для летнего сезона (июня):

$$Q_{ут}^{м.л} = Q_{ут}^{л} \frac{n_{м}}{n_{л}} = 32836 \cdot \frac{552}{2448} = 7404 \text{ ГДж}$$

или

$$Q_{ут}^{м.л} = 1768 \text{ Гкал},$$

в том числе в ТС на балансе энергоснабжающей организации

$$Q_{ут}^{м.л.э.о} = Q_{ут}^{л.э.о}\frac{n_м}{n_л} = 17221\cdot\frac{552}{2448} = 3883 \text{ ГДж}$$

или

$$Q_п^{ср.г} = 927 \text{ Гкал}$$

Аналогично определяются тепловые потери по другим месяцам, результаты сведены в таблицу (см. приложение АШ.А).

АШ.2.4.5 По результатам расчета строятся графики (см. приложение АШ.Б) месячных $Q_{ут}^{м}$ и годовых $Q_{ут}^{от}$ тепловых потерь с утечкой сетевой воды по системе теплоснабжения в целом и на балансе энергоснабжающей организации.

В таблице АШ.А.4 приведены значения потерь тепла в процентах к планируемому количеству транспортируемой тепловой энергии. Невысокие значения отношения потерь тепла к его отпуску объясняется небольшой долей ТС (по материальной характеристике) на балансе энергоснабжающей организации по сравнению со всеми сетями в системе теплоснабжения.

АШ.2.5 Определение фактических эксплуатационных потерь тепла

АШ.2.5.1 Определение потерь тепла через теплоизоляционные конструкции

Потери тепла за прошедший месяц работы ТС по видам прокладки определяют по приложению АС.

Фактические (за январь) среднемесячные температуры сетевой воды и окружающей среды составили:

$$t_п^{ср.м} = 90{,}70°C;\ t_о^{ср.м} = 48{,}30°C;$$
$$t_в^{ср.м} = 5{,}50°C;\ t_{гр}^{ср.м} = 3{,}05°C.$$

Для участков подземной прокладки при фактических среднемесячных температурах сетевой воды и грунта суммарно по подающему и обратному трубопроводам $Q_п^{ср.м}$ [МВт (Гкал/ч)] потери тепла (для января) определяют по формуле (АС.24) приложения АС:

$$Q_п^{ср.м} = Q_п^{ср.г}\times\frac{t_п^{ср.м} + t_о^{ср.м} - 2t_{гр}^{ср.м}}{t_п^{ср.г} + t_о^{ср.г} - 2t_{гр}^{ср.г}} = 5{,}4118\times\frac{90{,}70 + 48{,}30 - 2\times 3{,}05}{83{,}27 + 47{,}07 - 2\times 6{,}85} = 6{,}1662 \text{ МВт}$$

или

$$Q_П^{ср.м} = 4{,}6533\times\frac{90{,}70 + 48{,}30 - 2\times 3{,}05}{83{,}27 + 47{,}07 - 2\times 6{,}85} = 5{,}3020 \text{ Гкал/ч.}$$

Аналогично определяются часовые среднемесячные тепловые потери для других месяцев.

Для участков надземной прокладки раздельно по подающему $Q_{н.п}^{ср.м}$ и обратному трубопроводам $Q_{н.о}^{ср.м}$ потери тепла (для января) определяют по формулам (АС.25) и (АС.26) приложения АС

$$Q_{н.п}^{ср.м} = Q_{н.п}^{ср.г}\times\frac{t_п^{ср.м} - t_в^{ср.м}}{t_п^{ср.г} - t_в^{ср.г}} = 0{,}8880\times\frac{90{,}7 + 5{,}5}{83{,}27 - 5{,}37} = 1{,}0966 \text{ МВт}$$

или

$$Q_{н.п}^{ср.м} = 0{,}7635\times\frac{90{,}70 + 5{,}50}{83{,}27 - 5{,}37} = 0{,}9428 \text{ Гкал/ч;}$$

$$Q_{н.о}^{ср.м} = Q_{н.о}^{ср.г} \times \frac{t_о^{ср.м} - t_в^{ср.м}}{t_о^{ср.г} - t_в^{ср.г}} = 0,6394 \times \frac{48,30 + 5,50}{47,07 - 5,37} = 0,8249 \text{ МВт}$$

или

$$Q_{н.о}^{ср.м} = 0,5498 \times \frac{48,30 + 5,50}{47,07 - 5,37} = 0,7094 \text{ Гкал/ч.}$$

Аналогично определяются тепловые потери для других месяцев.

Примечание – Расчет выполнен из условия, что в рассматриваемом месяце и в целом за год не произошло существенных изменений в материальной характеристике ТС или их теплотехнических свойствах, например: ввод новых систем, реконструкция отдельных участков, передача сетей с баланса на баланс и т. п. В противном случае необходимо скорректировать соответствующие значения величин $Q_{п}^{ср.г}$, $Q_{н.п}^{ср.г}$ и $Q_{н.о}^{ср.г}$ в приведенных формулах.

АШ.2.5.2 Определение потерь тепла с потерями сетевой воды

Определение потерь тепла с потерями (утечкой) сетевой воды за прошедшие месяцы работы ТС осуществляется по формуле (АС.43) приложения АС исходя из фактических значений количества подпиточной воды, температур сетевой и холодной воды на источнике тепловой энергии.

Указанная формула применима лишь для оценки фактических потерь тепла с утечкой сетевой воды для закрытой системы теплоснабжения в целом. Для открытой системы непосредственно эта формула не может быть использована, так как необходимо выделение из общего значения подпитки составляющих горячего водоснабжения и потерь сетевой воды. Поэтому определение фактических потерь тепла с потерями сетевой воды в ТС на балансе энергопредприятия может производиться после распределения потерь сетевой воды по составляющим, включая утечку. Распределение может осуществляться по алгоритмам, приведенным в приложения АС.

Приложение АШ.А
(рекомендуемое)
Рекомендуемые формы представления исходных данных и результатов расчета тепловых потерь

Таблица АШ.А.1 – Материальная характеристика ТС

Участок ТС	Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции, трубопровод	Год ввода в эксплуатацию участка ТС	Диаметр трубопровода, м		Длина трубопровода в двухтрубном исчислении L, м	Объем трубопроводов V, $м^3$	Материальная характеристика участка ТС $d_н \cdot L$, $м^2$
			наружный $d_н$	внутренний $d_{вн.}$			
Магистраль № 1							
ТЭЦ÷ТК-1	Надземная, минеральная вата,						
	подающий	1983	0,920	0,902	1092	698	1005
	обратный	1983	0,920	0,902	1092	698	1005
ТК÷ТК-2	Надземная, минеральная вата,						
	подающий	1983	0,720	0,704	671	261	483
	обратный	1983	0,720	0,704	671	261	483
ТК-2÷ТК-3	Надземная, минеральная вата,						
	подающий	1995	0,530	0,515	381	79	202
	обратный	1995	0,530	0,515	381	79	202
Всего по магистрали № 1					2144	2076	3380
Магистраль № 2							
ТК-1÷ТК-4	Подземная канальная, минеральная вата (подающий и обратный трубопроводы)	1983	0,920	0,902	88	112	162
ТК-4÷ТК-6	Подземная канальная, минеральная вата (подающий и обратный трубопроводы)	1985	0,720	0,704	4108	3198	5916
ТК-6÷ТК-7	Подземная канальная,	1995	0,630	0,614	1297	768	1634

Участок ТС	Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции, трубопровод	Год ввода в эксплуатацию участка ТС	Диаметр трубопровода, м		Длина трубопровода в двухтрубном исчислении L, м	Объем трубопроводов V, $м^3$	Материальная характеристика участка ТС $d_н \cdot L$, $м^2$
			наружный $d_н$	внутренний $d_{вн.}$			
	минеральная вата (подающий и обратный трубопроводы)						
Всего по магистрали № 2					5493	4078	7712
Магистраль № 3							
ТЭЦ÷ТК-9	Надземная, минеральная вата,						
	подающий	1980	0,720	0,704	545	212	392
	обратный	1980	0,720	0,704	545	212	392
ТК-9÷ТК-10	Подземная канальная, минеральная вата (подающий и обратный трубопроводы)	1983	0,720	0,704	4036	3142	5812
ТК-10÷ТК-11	Подземная канальная, минеральная вата (подающий и обратный трубопроводы)	1983	0,530	0,515	1929	804	2045
Всего по магистрали № 3					6510	4370	8641
Магистраль № 4							
ТЭЦ÷ТК-12	Подземная канальная, минеральная вата (подающий и обратный трубопроводы)	1987	0,530	0,515	3085	1285	3270
Всего по магистрали № 4					3085	1285	3270
Магистраль № 5							
ТЭЦ÷ТК-13	Подземная канальная, минеральная вата (подающий и обратный трубопроводы)	1988	0,325	0,309	90	13	59
ТК-13÷ТК-14	Надземная, минеральная вата,						

Участок ТС	Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции, трубопровод	Год ввода в эксплуатацию участка ТС	Диаметр трубопровода, м		Длина трубопровода в двухтрубном исчислении L, м	Объем трубопроводов V, $м^3$	Материальная характеристика участка ТС $d_н \cdot L$, $м^2$
			наружный $d_н$	внутренний $d_{вн.}$			
	подающий	1988	0,325	0,309	283	21	92
	обратный	1988	0,325	0,309	283	21	92
ТК-14÷ТК-15	Надземная, минеральная вата,						
	подающий	1988	0,273	0,259	400	21	109
	обратный	1988	0,273	0,259	400	21	109
ТК-15÷ТК-16	Надземная, минеральная вата,						
	подающий	1988	0,219	0,207	250	8	55
	обратный	1988	0,219	0,207	250	8	55
ТК-16÷ТК-17	Подземная бесканальная, пенополимербетон (подающий и обратный трубопроводы)	1980	0,219	0,207	646	43	283
Всего по магистрали № 5					1669	156	854
Итого по подземной прокладке					15279	9365	19181
Итого по надземной прокладке:							
подающий трубопровод					3622	1300	2338
обратный трубопровод					3622	1300	2338
Всего по ТС					18901	11974	23857
Доля материальной характеристики по видам прокладки:							
надземная прокладка							0,20
подземная прокладка							0,80

Т а б л и ц а АШ.А.2 – Среднемесячные и среднегодовые значения температуры окружающей среды и сетевой воды

Месяц	Значение температуры, усредненное за 5 лет, °С		Значение температуры сетевой воды (по температурному графику) в трубопроводе, °С	
	грунта на средней глубине заложения $t_{гр}$	наружного воздуха $t_{в}$	подающем $t_{п}$	обратном $t_{о}$
Январь	3,40	-6,86	103,33	52,08
Февраль	2,60	-3,78	95,30	50,08
Март	2,55	-1,06	88,20	48,30
Апрель	2,30	5,60	75,00	45,00
Май	4,90	12,08	75,00	45,00
Июнь	8,40	16,44	75,00	45,00
Июль	11,40	17,28	75,00	45,00
Август	12,35	15,34	75,00	45,00
Сентябрь	11,65	10,60	75,00	45,00
Октябрь	9,65	5,12	75,00	45,00
Ноябрь	6,35	-1,32	88,88	48,47
Декабрь	6,60	-5,00	98,48	50,87
Среднегодовые температуры, °С	6,85	5,37	83,27	47,07

Таблица АШ.А.3 – Расчетные тепловые потери по участкам ТС

Участок ТС	Тип прокладки, конструкция изоляции	Трубопровод	Наружный диаметр трубопровода $d_н$, м	Длина трубопровода в двухтрубном исчислении L, м	Удельные часовые тепловые потери qн, Вт/м / кКал/(м·ч)	Поправочный коэффициент	Среднегодовые потери тепла Qср.г, Вт / кКал/ч
Магистраль № 1							
ТЭЦ÷ ТК-1	Надземная, Минеральная вата	Подающий	0,920	1092	232,95 / 200,30	1,30	380297 / 326997
		Обратный	0,920	1092	174,71 / 150,23	1,30	285227 / 245251
ТК1÷ ТК-2	Надземная, минеральная вата	Подающий	0,720	671	179,37 / 154,23	1,30	179933 / 154714
		Обратный	0,720	671	128,38 / 110,38	1,30	128777 / 110729
ТК-2÷ ТК-3	Надземная, минеральная вата	Подающий	0,530	381	102,58 / 88,20	1,30	58429 / 50240
		Обратный	0,530	381	67,83 / 58,32	1,30	38635 / 33220
Магистраль № 2							
ТК-1÷ ТК-4	Подземная канальная, минеральная вата	Подающий и обратный (суммарно)	0,920	88	408,42 / 351,18	1,08	44639 / 38382
ТК-4÷ ТК-6	Подземная канальная, минеральная вата	Подающий и обратный суммарно)	0,720	4108	334,16 / 287,32	1,08	1704919 / 1465967
ТК-6÷ ТК-7	Подземная канальная, минеральная вата	Подающий и обратный суммарно)	0,630	1297	138,77 / 119,32	1,08	223546 / 192215
Магистраль № 3							
ТЭЦ÷ ТК-9	Надземная, минеральная	Подающий	0,720	545	179,37 / 154,23	1,30	146146 / 125662

Участок ТС	Тип прокладки, конструкция изоляции	Трубопровод	Наружный диаметр трубопровода $d_н$, м	Длина трубопровода в двухтрубном исчислении L, м	Удельные часовые тепловые потери qн, $\frac{Вт/м}{кКал/(м·ч)}$	Поправочный коэффициент	Среднегодовые потери тепла Qср.г, $\frac{Вт}{кКал/ч}$
	вата	Обратный	0,720	545	$\frac{128,38}{110,38}$	1,30	$\frac{104597}{89937}$
ТК-9÷ ТК-10	Подземная канальная, минеральная вата	Подающий и обратный (суммарно)	0,720	4036	$\frac{334,16}{287,32}$	1,08	$\frac{1674037}{1440273}$
ТК-10÷ ТК-11	Подземная канальная, минеральная вата	Подающий и обратный (суммарно)	0,530	1929	$\frac{265,43}{228,23}$	1,08	$\frac{635930}{546801}$
Магистраль № 4							
ТЭЦ÷ ТК-12	Подземная канальная, минеральная вата	Подающий и обратный (суммарно)	0,530	3085	$\frac{265,43}{228,23}$	1,08	$\frac{1017026}{874485}$
Магистраль № 5							
ТЭЦ÷ ТК-13	Подземная канальная, минеральная вата	Подающий и обратный (суммарно)	0,325	90	$\frac{183,25}{157,56}$	1,08	$\frac{20483}{17613}$
ТК-13÷ ТК-14	Надземная, минеральная вата	Подающий	0,325	283	$\frac{100,26}{86,21}$	1,30	$\frac{42420}{36474}$
		Обратный	0,325	283	$\frac{66,96}{57,58}$	1,30	$\frac{28330}{24359}$
ТК-14÷ТК-15	Надземная, минеральная вата	Подающий	0,273	400	$\frac{87,32}{75,08}$	1,30	$\frac{52216}{44897}$
		Обратный	0,273	400	$\frac{58,36}{50,18}$	1,30	$\frac{34897}{30007}$
ТК-15÷ ТК-16	Надземная, минеральная	Подающий	0,219	250	$\frac{76,32}{65,62}$	1,30	$\frac{28523}{24526}$

Участок ТС	Тип прокладки, конструкция изоляции	Трубопровод	Наружный диаметр трубопровода $d_н$, м	Длина трубопровода в двухтрубном исчислении L, м	Удельные часовые тепловые потери qн, Вт/м / кКал /(м·ч)	Поправочный коэффициент	Среднегодовые потери тепла Qср.г, Вт / кКал /ч
	вата	Обратный	0,219	250	50,75 / 43,64	1,30	18970 / 16311
ТК-16÷ ТК-17	Подземная бесканаль-ная, пенополимер-бетон	Подающий и обратный суммарно)	0,219	646	121,44 / 104,42	1,00	90221 / 77576
Итого по подземной прокладке							5411801 / 4653312
Итого по подающему трубопроводу надземной прокладке							887963 / 763510
Итого по обратному трубопроводу надземной прокладки							639433 / 549814
Суммарные тепловые потери							6939197 / 5966636

Таблица АШ.А.4 – Среднемесячные часовые, месячные и годовые потери тепла через тепловую изоляцию, с потерями сетевой воды, суммарные для ТС на балансе ТЭЦ и их соотношение с отпуском тепла

Месяц	Среднемесячные часовые тепловые потери $Q^{ср.м}$, МВт / Гкал/ч				Продолжительность работы ТС в данном месяце n, ч	Месячные тепловые потери всей сети по видам прокладки $Q^{мес}$, ГДж / Гкал		Месячные суммарные тепловые потери через тепловую изоляцию $Q_{из}^{мес}$ ГДж / Гкал	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды $Q_{п.с.в}^{р}$ ГДж / Гкал	Суммарные тепловые потери, ГДж / Гкал	Планируемый отпуск тепла, ГДж / Гкал	Тепловые потери, % отпуска тепла
	Подземная прокладка $Q_{п}^{ср.м}$	Надземная прокладка: Подающий трубопровод $Q_{п}^{ср.м}$	Надземная прокладка: Обратный трубопровод $Q_{п}^{ср.м}$	Надземная прокладка: Всего по надземной прокладке $Q_{п}^{ср.м} + Q_{н.о}^{ср.м}$		Подземная прокладка	Надземная прокладка					
Январь	6,8946 5,9283	1,2560 1,0800	0,9038 0,7771	2,1598 1,8571	744		5785 1382	24251 5793	6064 1448	30315 7241	1746415 417124	1,7
Февраль	6,5035 5,5920	1,1294 0,9711	0,8259 0,7101	1,9553 1,6812	672	15733 3758	4730 1130	20463 4888	5101 1218	25564 6104	1434787 342693	1,8
Март	6,0962 5,2418	1,0175 0,8749	0,7569 0,6508	1,7744 1,5257	744	16328 3900	4753 1135	21081 5035	5276 1260	26357 6295	1449089 346109	1,8
Апрель	5,3539 4,6035	0,7911 0,6802	0,6042 0,5195	1,3953 1,1997	720	13877 3315	3617 864	17494 4179	4439 1060	21933 5239	1058147 252734	2,1
Май	5,1126 4,3961	0,7172 0,6167	0,5048 0,4340	1,2220 1,0507	744	13694 3271	3273 782	16967 4053	4911 1173	21878 5226	623666 148960	3,5
Июнь	4,7879 4,1168	0,6675 0,5740	0,4379 0,3766	1,1054 0,9506	552	9515 2272	2197 525	11712 2797	3883 927	15595 3724	242667 57960	6,4
Июль	4,5095 3,8775	0,6579 0,5657	0,4251 0,3655	1,0830 0,9312	576	9351 2233	2246 535	11597 2769	4052 968	15649 3737	253218 60480	6,2
Август	4,4214 3,8017	0,6800 0,5847	0,4548 0,3911	1,1348 0,9758	576	9168 2190	2353 562	11521 2752	4052 968	15573 3720	253218 60480	6,2
Сентябрь	4,4863 3,8575	0,7341 0,6312	0,5275 0,4536	1,2616 1,0848	720	11628 2777	3270 781	14898 3558	4763 1138	19661 4696	634145 151463	3,1
Октябрь	4,6719 4,0171	0,7965 0,6849	0,6115 0,5258	1,4080 1,2107	744	12513 2989	3771 901	16284 3890	4587 1096	20871 4986	1132232 270429	1,8
Ноябрь	5,7830 4,9725	1,0282 0,8841	0,7635 0,6565	1,7917 1,5406	720	14990 3580	4644 1109	19634 4689	5140 1228	24774 5917	1415247 338026	1,8

Месяц	Среднемесячные часовые тепловые потери $Q^{ср.м}$, МВт / Гкал/ч				Продолжительность работы ТС в данном месяце n, ч	Месячные тепловые потери всей сети по видам прокладки $Q^{мес}$, ГДж / Гкал		Месячные суммарные тепловые потери через тепловую изоляцию $Q_{из}^{мес}$ ГДж / Гкал	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды $Q_{п.с.в}^{р}$ ГДж / Гкал	Суммарные тепловые потери, ГДж / Гкал	Планируемый отпуск тепла, ГДж / Гкал	Тепловые потери, % отпуска тепла
	Подземная прокладка $Q_{п}^{ср.м}$	Надземная прокладка										
		Подающий трубопровод $Q_{п}^{ср.м}$	Обратный трубопровод $Q_{п}^{ср.м}$	Всего по надземной прокладке $Q_{п}^{ср.м} + Q_{н.о}^{ср.м}$		Подземная прокладка	Надземная прокладка					
Декабрь	6,3166 5,4313	1,1795 1,0142	0,8567 0,7366	2,0362 1,7508	744	16918 4041	5454 1303	22372 5317	5811 1388	28183 6705	1651065 394350	1,7
Нормируемые часовые среднегодовые тепловые потери Годовые значения	5,4118 4,6533	0,8880 0,7635	0,6394 0,5498	1,5274 1,3133	8256	162181 38710	46093 11010	208274 49720	58079 13872	266353 63592	11893896 2840808	2,2

Приложение АШ.Б
(рекомендуемое)
Рекомендуемые формы представления расчетных графических данных

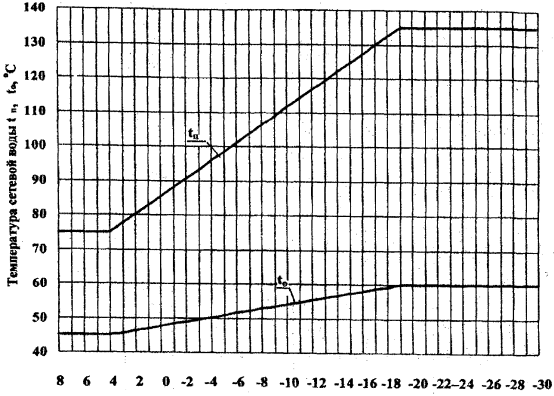


Рисунок АШ.Б.1 – Эксплуатационный температурный график регулирования отпуска тепла в тепловой сети

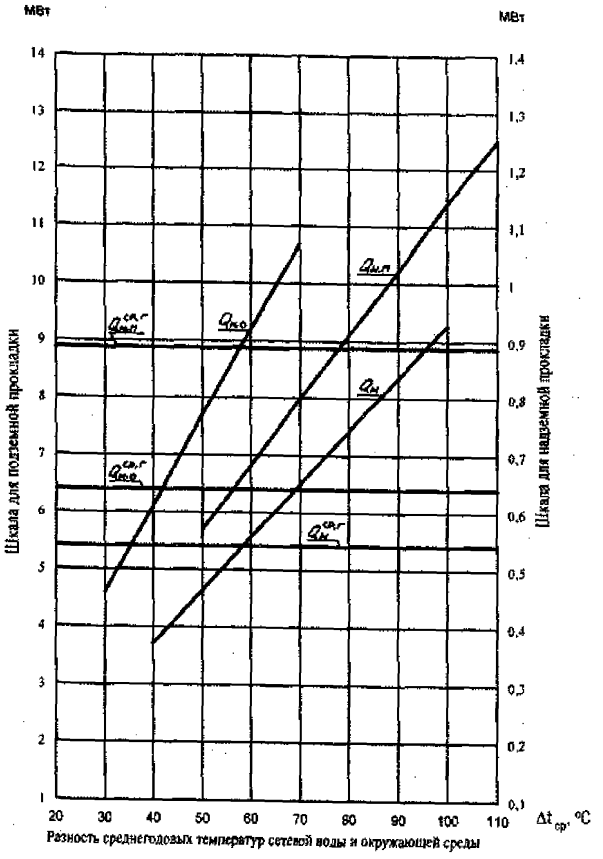


Рисунок АШ.Б.2 – Часовые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции

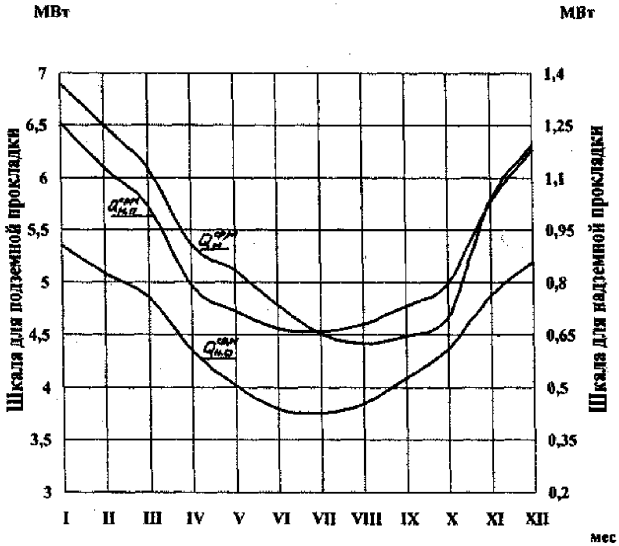


Рисунок АШ.Б.3 – Нормируемые часовые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции при среднемесячных условиях

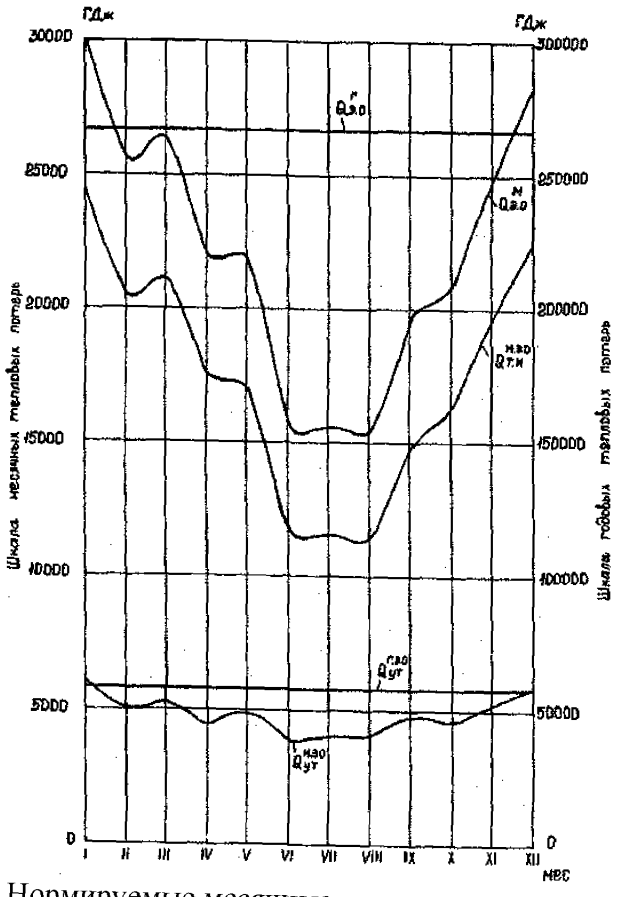


Рисунок АШ.Б.4 – Нормируемые месячные и годовые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции и с утечкой сетевой воды

Приложение АЩ
(справочное)
Перечень производственно-технических документов для мастера участка района тепловых сетей

Таблица АЩ.1

Наименование документа	Содержание документа
1. График обхода тепловых сетей персоналом участка	Расписание обхода тепловых сетей бригадой слесарей по обслуживанию подземных теплопроводов производственного участка на определенный календарный период (год, месяц). Указываются номера магистралей, границы участков обхода, номера тепловых камер на участке. В отдельной графе делается отметка о выполнении обхода. График подписывается мастером (бригадиром) участка, утверждается начальником (заместителем начальника) района.
2. График контрольных обходов тепловых сетей мастером участка	Расписание обхода тепловых сетей мастером участка на определенный календарный период (год, месяц). Указываются номера магистралей, границы участков обхода, номера тепловых камер на участке.
3. График проверки камер на загазованность	Расписание обхода тепловых камер с целью проверки их на загазованность на определенный календарный период (год, квартал); отметки о выполнении графика проверки камер. График утверждается начальником (заместителем начальника) района.
4. Журнал проверки камер на загазованность	Запись результатов проверки камер каждой тепломагистрали на загазованность.
5. Перечень контрольных точек	Места измерения параметров приборами, установленными на объектах в характерных точках. Показания этих приборов сообщаются в диспетчерский пункт района тепловых сетей.
6. План работ производственного участка	Перечень и объем планируемых на месяц эксплуатационных и ремонтных работ, мероприятий по обеспечению безаварийной и надежной эксплуатации тепловых сетей производственного участка, а также необходимых для их выполнения материалов и запчастей; отметка о выполнении работ (мероприятий) Составляется мастером участка, утверждается начальником района (службы).
7. Журнал регистрации инструктажей на рабочем месте	Записи о проведении периодического (планового) и внеочередного (внепланового) инструктажей по правилам безопасности с обязательными подписями инструктируемого и инструктирующего.
8. Перечень тем инструктажей	Перечисление тем (вопросов), рекомендуемых для включения в периодические (плановые) ежемесячные инструктажи персонала по правилам безопасности в течение года.
9. Журнал заданий	Запись ежедневных заданий мастера участка бригаде слесарей по обслуживанию подземных теплопроводов при обходе участков магистралей, а также результатов выполненных работ
10. Журнал дефектов	Записи о неисправностях тепловых сетей. В журнале указывается дата записи, наименование оборудования или участка теплосети, на котором обнаружены дефекты, подписывается мастер (бригадир) данного участка.Об устранении дефектов (с указанием произведенных работ и даты) делается запись мастером участка
11. График капитального ремонта теплена сетей	Перечень участков тепловых сетей, подлежащих капитальному ремонту, с указанием планируемых и фактических сроков проведе-

Наименование документа	Содержание документа
	ния работ
12. График текущего ремонта тепловых сетей	Перечень участков тепловых сетей, подлежащих текущему ремонту, с указанием планируемых и фактических сроков проведения работ
13. Должностная инструкция мастера участка	Определение прав и обязанностей мастера участка в соответствии с выполняемыми им функциями
14. Схема тепловой камеры (павильона, насосной, дренажной станции)	Графическое изображение привязанной к ориентирам на местности тепловой камеры (павильона, насосной, дренажной станции), находящихся в ней трубопроводов, запорной и регулирующей арматуры, оборудования и контрольно-измерительных приборов
15. Схема тепловых сетей	Схема тепловых сетей района (производственного участка) с указанием диаметров трубопроводов, номеров абонентов, обозначением тепловых камер, насосных и дренажных станций, установленных в них оборудования и запорной арматуры
16. Перечень инструкций по эксплуатации оборудования (систем, сооружений)	Перечень инструкций по эксплуатации оборудования (систем, сооружений) для каждого рабочего места, утвержденный главным инженером предприятия тепловых сетей
17. Инструкция по эксплуатации оборудования (систем, сооружений)	Сведения, необходимые для правильной эксплуатации персоналом предприятия оборудования, систем, сооружений
Примечание – В зависимости от местных условий объем производственно-технической документации может быть изменен по решению главного инженера энергопредприятия или энергообъединения.	

Приложение АЭ
(рекомендуемое)
Перечень производственно-технических документов для служб районов (участков) предприятия тепловых сетей

Таблица АЭ.1

Наименование документа	Краткое содержание
1 Акт о приемке объекта	Подтверждение приемки в эксплуатацию объекта (трубопровода, оборудования, здания, сооружения, средств и устройств для управления, регулирования, контроля и защиты) после окончания строительных, монтажных, наладочных или ремонтных работ.
2 Акт о приемке установки электрохимической защиты	Подтверждение приемки в эксплуатацию установки электрохимической защиты после окончания строительных, монтажных, наладочных или ремонтных работ.
3 Акт о готовности к отопительному сезону	Подтверждение готовности объекта к отопительному сезону (районной котельной, насосной станции, ответвления к потребителю, теплового пункта, теплотрассы, систем теплопотребления и т.д.
4 Акт о приемке скрытых работ	Подтверждение приемки скрытых работ при укладке трубопроводов, сооружении тепловых камер (павильонов) , насосных станций и других объектов.
5 Акт об отводе земельных участков	Подтверждение факта отвода земельных участков под здания и сооружения ПТС.
6 Акт о производстве работ	Подтверждение факта производства работ (разбивка трассы тепловых сетей; осмотр тепломагистралей в шурфе; растяжка компенсаторов и т.п.).
7 Акт об испытании	Подтверждение производства испытаний трубопроводов (опрессовка, гидравлические и тепловые испытания, испытания на расчетную температуру, проверка на наличие потенциалов блуждающих токов и т.д.), сооружены, оборудования, электроинструмента, средств и устройств для управления, регулирования, контроля и защиты.
8 Акт о заполнении сети водой	Подтверждение факта заполнения сети водой при пуске водяной тепловой сети.
9 Акт о результатах проведения Дня техники безопасности	В соответствии с СТО 7023842.27.010.006-2009.
10 Графики режима работы тепловых сетей	Зависимость физических величин (давление, температура, расход теплоносителя и др.), изображенная в системе координат.
11 График ремонта	Очередность производства ремонта объектов с указанием видов ремонта, планируемых и фактических сроков проведения, при необходимости –исполнителей.
12 График технического обслуживания	Очередность производства технического обслуживания объектов, включая установки электрохимической защиты, с указанием периодичности и фактических сроков его проведения, при необходимости – исполнителей
13 График проведения испытаний	Очередность проведения испытаний объектов с указанием видов испытаний, планируемых и фактических сроков их проведения, при необходимости – исполнителей

Наименование документа	Краткое содержание
14 График контрольных обходов тепловых сетей	Расписание обхода рабочих мест предприятия тепловых сетей и абонентов руководителями предприятия и производственных структурных подразделений: служб, районов (участков) ПТС
15 График проверки званий ПТЭ, ПТБ, ППБ и правил Госгортехнадзора СССР	Расписание очередной проверки знаний персоналом ПТЭ, ПТБ, ППБ, правил Ростехнадзора России, производственных и должностных инструкций с указанием фамилий и должностей проверяемых, сроков проверки
16 График проведения противоаварийных тренировок	Расписание проведения противоаварийных тренировок персонала предприятия, района (участка) тепловых сетей на год
17 График плановых шурфовок подземных прокладок	Сроки проведения плановых шурфовок подземных прокладок в течение года с указанием районов (участков) предприятия тепловых сетей, магистральных сетей, мест проведения шурфовок
18 Журнал учета работ по нарядам и распоряжениям	В соответствии с СТО 7023842.27.010.006-2009
19 Журнал заданий	Запись ежедневных заданий рабочим службы, района (участка) тепловых сетей на выполнение работ, а также результатов выполненных работ по заданиям
20 Журнал регистрации нарядов на проведение газоопасных работ	В соответствии с СТО 7023842.27.010.006-2009.
21 Журнал дефектов	Записи о неисправностях тепловых сетей. В журнале указывается дата записи, наименование оборудования или участка тепловых сетей, на котором обнаружены дефекты. Под записью подписывается мастер (бригадир) службы, района (участка) ПТС. Об устранении дефектов (с указанием произведенных работ и даты) делается соответствующая запись
22 Журнал учета и содержания средств защиты	В соответствии с СТО 7023842.27.010.006-2009.
23 Журнал учета такелажа	В соответствии с СТО 7023842.27.010.006-2009.
24 Журнал учета и осмотра съемных грузозахватных приспособлений	В соответствии с СТО 7023842.27.010.006-2009.
25 Журнал учета и периодических осмотров грузоподъемных машин, механизмов	В соответствии с СТО 7023842.27.010.006-2009.
26 Журнал учета лестниц	В соответствии с СТО 7023842.27.010.006-2009.
27 Журнал контроля наличия и состояния средств пожаротушения	В соответствии с СТО 7023842.27.010.006-2009.
28 Журнал регистрации вводного инструктажа	В соответствии с СТО 7023842.27.010.006-2009.
29 Журнал регистрации первичного инструктажа	В соответствии с СТО 7023842.27.010.006-2009.
30 Журнал регистрации периодических и внеочередных инструктажей	В соответствии с СТО 7023842.27.010.006-2009.
31 Журнал проверки знаний ПТЭ, ППБ, производственных и должностных инструкций	В соответствии с СТО 7023842.27.010.006-2009.
32 Журнал проверки знаний ПТБ	В соответствии с СТО 7023842.27.010.006-2009.

Наименование документа	Краткое содержание
33 Журнал проверки знаний правил Госгортехнадзора	В соответствии с СТО 7023842.27.010.006-2009.
34 Журнал учета противоаварийных тренировок	Записи о проведении тренировок с указанием темы, места и даты их проведения, участников тренировок, оценок, замечаний и предложений в адрес отдельных участников тренировок; подписи руководителя тренировки и контролирующих лиц с указанием должности
35 Инструкция по эксплуатации оборудования (сооружений, средств, устройств)	Основные требования (включая вопросы безопасности), совладение которых необходимо для надежной и экономичной эксплуатации оборудования (сооружений, средств, устройств)
36 Инструкция должностная	Определение основных задач, обязанностей, прав, ответственности и взаимоотношений работника, занимающего данную должность с вышестоящим, подчиненным и другим связанным по работе персоналом
37 Исполнительные чертежи объездов тепловых сетей	Чертежи плана и профиля трассы тепловых сетей, камер и тепловых пунктов, прокладок по подвалам., зданий, каналам и техническим коридорам, схемы стыков подземных трубопроводов, отражающие фактическое расположение их после выполнения строительно-монтажных, наладочных или ремонтных работ на объектах ПТС, а также на тепловых узлах и абонентских сетях, находящихся на балансе потребителей тепла
38 Оперативный план пожаротушения	Обозначение на плане местности основных объектов, пожароопасных зон, подъездных путей, водоисточников и других средств пожаротушения с указанием их дебета, а также регламентация действий личного состава пожарных подразделений и персонала структурных подразделений ПТС по ликвидации очагов загорания
39 Предписание	Требование в указанные сроки ликвидировать отступления от действующих в отрасли нормативно-технических документов
40 План организационно-технических мероприятий по повышению надежности и экономичности работы тепловых сетей	Перечень мероприятий, намечаемых к выполнению в планируемом году в целях повышения надежности теплоснабжения, снижения аварийности, экономии топлива, совершенствования организации производства, усиления техники безопасности с указанием исполнителей и сроков выполнения мероприятий
41 План работ структурного подразделения ПТС	Перечень и объем планируемых на месяц эксплуатационных и ремонтных работ службы, района (участка) тепловых сетей, необходимых для их выполнения материалов и запчастей; перечень мероприятий по обеспечению безаварийной и надежной эксплуатации тепловых сетей, по работе с персоналом службы, района (участка); отметка о выполнении работ или мероприятий
42 Программа проведения испытаний	Объем работ, последовательность операций и действий персонала, производящего испытания объектов (участка тепловой сети, насосной станции и т.д.), а также перечисление мероприятий, необходимых для соблюдения безопасности производства работ
43 Перечень тем противоаварийных тренировок	Темы (вопросы), рекомендуемые для включения в план противоаварийных тренировок персонала на год

Наименование документа	Краткое содержание
44 Перечень инструкций по эксплуатации оборудования (сооружении, средств и устройств)	Перечисление инструкций по эксплуатации оборудования, сооружений, средств и устройств для каждого рабочего места
45 Перечень работ, проводимых по нарядам	Перечисление работ, на проведение которых необходимо оформлять наряды-допуски
46 Положение о предприятии (структурном подразделении предприятия)	Определение целей, функций, задач и прав предприятия (структурного подразделения предприятия), характеристика связей с вышестоящим организациями и смежными подразделениями
47 Программа технической учебы	Перечень тем и вопросов, обязательных для изучения с указанием количества часов по каждой теме
48 Программа проведения Дня техники безопасности	Перечень вопросов по проверке состояния техники безопасности, охраны труда» промсанитарии в структурном подразделении ПТС при проведении Дня техники безопасности
49 Программа вводного инструктажа	В соответствии с СТО 7023842.27.010.006-2009.
50 Перечень тем периодических инструктажей	Темы, рекомендуемые для включения в периодические (плановые) «ежемесячные инструктажи в соответствии с СТО 7023842.27.010.006-2009.
51 Перечень камер и проходных каналов, подверженных опасности проникновения газа	Перечисление камер, проходных каналов и других подземных сооружений тепловых сетей, подверженных опасности проникновения газа в количествах, превышающих предельно допустимые санитарные нормы или образующих взрывоопасные смеси
52 Перечень телефонов городских организаций	Перечисление телефонов городских аварийных служб, смежных эксплуатационных организаций, районных исполкомов
53 Перечень (картотека) абонентов с указанием тепловых нагрузок	Перечисление абонентов с указанием тепловых нагрузок по воде, пару для теплопотребления каждого вида (отопление, вентиляция, горячее водоснабжение, технология и т.д.), их адресов и номеров телефонов, а также лиц, ответственных за теплопотребление
54 Перечень точек установки индикаторов внутренней коррозии	Перечисление мест установки индикаторов внутренней коррозии на магистральных сетях и у абонентов
55 Перечень ответственных потребителей тепла	Перечисление ответственных потребителей тепла с указанием номера, наименования и адреса абонента,
56 Приказ об определения границ теплоснабжения	Определение границ обслуживания между районами (участками) тепловых сетей на отопительный сезон
57 Паспорт тепловой сети	В соответствии с Приложением 3 Паспорт тепловой сети
58 Список лиц, имеющих право подписывать наряды и издавать распоряжения	Перечисление лиц, имеющих право подписи нарядов и отдающих распоряжения, с указанием их должностей, фамилий, инициалов
59 Список работников, освобожденных от первичного инструктажа по технике безопасности	Перечисление работников с указанием их фамилий, инициалов и профессий, освобожденных от первичного инструктажа по технике безопасности на рабочем месте
60 Схема тепловых сетей	Схема тепловых сетей района (участка) с указанием диаметров трубопроводов, номеров абонентов, обозначением тепловых камер, (в том числе камер и проходных каналов, подверженных опасности проникновения газа), насосных станций, мест затопления трасс

Наименование документа	Краткое содержание
61 Схема тепловых сетей расчетная	Безмасштабная схема тепловых сетей с указанием диаметра и приведенной длины каждого расчетного участка, гидравлической нагрузки всех потребителей, потокораспределения теплоносителя
62 Схема тепловая электростанции (котельной)	Графическое изображение технологических систем (оборудования, трубопроводов и устройств) по выработке и отпуску тепла
63 Схема трубопроводов сетевой воды на теплоснабжающей электростанции (котельной)	Графическое изображение технологической системы подготовки, распределения и выдачи сетевой и подпиточной воды
64 Схема на отдельный участок тепловых сетей (планшетная)	Изображение в плане отдельного участка теплосетей (основных трубопроводов и ответвлений) , с указанием диаметров, обозначением на участке тепловых пунктов, тепловых камер, компенсаторов, задвижек, номеров и адресов абонентов с указанием назначения и этажности зданий, неподвижных опор
65 Схема тепловой камеры (павильона, насосной станции)	Графическое изображение привязанной к ориентирам на местности тепловой камеры (павильона, насосной станции), находящихся в ней трубопроводов, оборудования, арматуры и контрольно-измерительных приборов
66 Схема центрального теплового пункта	Графическое изображение оборудования, арматуры и контрольно-измерительных приборов, находящихся в центральном тепловом пункте
67 Схема сети освещения	Графическое изображение электрических соединений элементов сети рабочего и аварийного освещения объекта ПТС
68 Схема заземлений и молниезащиты	Графическое изображение заземляющего металлического контура и присоединений к нему оборудования и конструкций электроустановок
69 Схема электросиловой сети	Графическое изображение электрических соединений элементов электросиловой сети объектов ПТС
70 Схема релейной защиты электрооборудования	Упрощенная схема электрических соединений с обозначением защит и уставок срабатывания
71 Схема заполнения распредустройства	Принципиальное (безмасштабное) изображение расположения электрооборудования по ячейкам и токоведущих частей в пределах распределительного устройства
72 Схема кабельных линяй	Графическое изображение кабельных трасс на плане объектов ПТС
73 Уведомление о проведении испытаний	Извещение районных жилищно-эксплуатационных контор ДЭЗ о проведении испытаний объектов ПТС, с указанием вида испытаний, даты и времени их проведения

Приложение АЮ
(рекомендуемое)
Перечень производственно-технических документов для инженера абонентских присоединений района тепловых сетей

Таблица АЮ.1

Наименование документа	Содержание документа
График обхода абонентов	Расписание обхода абонентов слесарями теплофикационных вводов на определенный календарный период (год, месяц) с указанием номеров абонентов
Перечень контрольных точек	Места измерения параметров приборами, установленными на объектах в характерных точках. Показания этих приборов сообщаются в диспетчерский пункт района тепловых сетей
План организационно-технических мероприятий	Перечень мероприятий по повышению надежности теплоснабжения потребителей и экономии тепловой энергии с указанием сроков их выполнения и исполнителей
Журнал регистрации инструктажей на рабочем месте	Записи о проведении периодического (планового) и внеочередного (внепланового) инструктажей по правилам безопасности с обязательными подписями инструктируемого и инструктирующего
Перечень тем инструктажей	Перечисление тем (вопросов), рекомендуемых для включения в периодические (плановые) ежемесячные инструктажи персонала по правилам безопасности в течение года
Журнал заданий	Запись ежедневных заданий инженера района тепловых сетей слесарям теплофикационных вводов при обходе абонентов, а также результатов выполненных заданий. Делается также отметка о состоянии оборудования. В журнале обязательна подпись слесаря, получившего задание инженера района тепловых сетей
График капитального ремонта тепловых сетей	Перечень участков тепловых сетей, подлежащих капитальному ремонту, с указанием планируемых и фактических сроков проведения работ
График текущего ремонта тепловых сетей	Перечень участков тепловых сетей, подлежащих текущему ремонту, с указанием планируемых и фактических сроков проведения работ
Должностная инструкция инженера района тепловых сетей	Определение прав и обязанностей инженера района тепловых сетей в соответствии с выполняемыми им функциями
Схема тепловых сетей	Схема тепловых сетей района (производственного участка) с указанием диаметров трубопроводов, номеров абонентов, обозначением тепловых камер, насосных и дренажных станций, установленных в них оборудования и запорной арматуры
Перечень инструкций по эксплуатации оборудования (систем, сооружений)	Перечень инструкций по эксплуатации оборудования (систем, сооружений) для каждого рабочего места, утверждаемый главным инженером предприятия тепловых сетей
Инструкция по эксплуатации оборудования (систем, сооружений)	Сведения, необходимые для правильной эксплуатации персоналом предприятия оборудования, систем, сооружений
Список (картотека) абонентов с указанием тепло-	Перечисление обслуживаемых абонентов и их характеристики (способ присоединения, тепловые нагрузки по воде и пару для

Наименование документа	Содержание документа
вых нагрузок	теплопотребления каждого вида, количество и номера зданий, адрес с указанием административного района, а также телефонов лиц, ответственных за теплопотребление)
Инструкция по охране труда (для рабочих)	Правила выполнения работ и поведения в производственных помещениях
Примечание – В зависимости от местных условий объем производственно-технической документации может быть изменен по решению главного инженера энергопредприятия или энергообъединения.	

Приложение АЯ
(справочное)
Перечень производственно-технических документов дежурного персонала предприятий тепловых сетей

Таблица АЯ.1

Наименование документа	Содержание	Место нахождения
1 Оперативные документы		
1.1 Оперативный журнал	Регистрация в хронологическом порядке (с точностью до одной минуты) оперативных действий, производимых для обеспечения заданного режима работы теплосети по распоряжениям с указанием лиц, отдавших их. Записи о неисправностях в работе оборудования, аварийных ситуациях и мерах по восстановлению нормального режима.	Центральный диспетчерский пункт предприятий тепловых сетей* (ЦДП) Примечание – *Далее по тексту предприятие ТС.
	Фиксация допусков на проведение работ, проводимых по нарядам и распоряжениям. Записи о приемке и сдаче смены с регистрацией состояния оборудования (в работе, в резерве, в ремонте). Замечания администрации предприятия (района) тепловых сетей по ведению оперативного журнала и визы о его просмотре	Районный диспетчерский пункт района теплосети (РДП)
1.2 Суточная ведомость теплосети	Периодическая регистрация параметров и расхода теплоносителя на выводах источника тепла, расхода подпиточной воды, а также показаний КИП насосных станций, заданных значений параметров теплоносителя на сутки	ЦДП, РДП
1.3 Оперативная схема тепловых сетей	Схема магистральных трубопроводов, отражающая состояние установленной на них запорной арматуры (открытое или закрытое положение) на текущий момент суток	ЦДП, РДП

Наименование документа	Содержание	Место нахождения
1.4 Журнал распоряжений диспетчеру (оператору)	Запись оперативных распоряжений руководства предприятия тепловых сетей (района тепловых сетей, служб теплосети)	ЦДП, РДП, соответствующие производственные службы предприятия ТС
1.5 Журнал заявок на приемку оборудования	Регистрация заявок строительных, монтажных, наладочных и ремонтных организаций, а также абонентов на вызов представителя района теплосети для участия в приемке, теплотрассы и оборудования	РДП
1.6 Журнал (картотека) заявок диспетчеру на вывод оборудования из работы	Регистрация заявок на вывод оборудования из работы, поступивших в ЦДП и РДП от районов теплосети или ТЭЦ (районных котельных), с указанием наименования оборудования, причины и времени (по заявке) вывода оборудования из работы, а также отключаемых потребителей и их теплопотребления. В журнале отмечается, кем дано разрешение и с кем согласовано кому сообщено о разрешении, а также фактическое время вывода оборудования из работы и ввода его в работу	ЦДП, РДП
1.7 Журнал учета работ по нарядам и распоряжениям	Регистрация нарядов-допусков и распоряжений на проведение работ с указанием содержания работ и места их проведения, производителя работ (наблюдающего), фамилии и инициалов руководителя. При работе по распоряжению указывается лицо отдавшее распоряжение, приводится состав бригады, производится запись о проведении инструктажа, фиксируются дата и время начала и окончания работ	РДП, соответствующие производственные службы предприятия ТС
1.8 Бланк переключений	Запись задания на переключение тепловой сети с указанием последовательности производства операций при переключении	ЦДП, РДП, соответствующие производственные службы предприятия ТС
1.9 Журнал анализов сетевой и подпиточной воды	Записи результатов анализа сетевой, подпиточной воды и конденсата	ЦДП, РДП

Наименование документа	Содержание	Место нахождения
1.10 Журнал регистрации параметров в контрольных точках	Периодическая запись давления и температуры теплоносителя в контрольных точках тепломагистралей	ЦДП, РДП
1.11 Журнал дефектов	Записи о неисправностях тепловых сетей. В журнале указывается дата записи, наименование оборудования или участка теплосети, на котором обнаружены дефекты. Под записью подписывается мастер (бригадир) данного участка. Об устранении дефектов (с указанием произведенных работ и даты) делается запись мастером участка	ЦДП, РДП
2 Организационные документы		
2.1 Положение о диспетчерском пункте тепловых сетей	Определение основного назначения, функций, и прав, а также связей диспетчерского пункта с другими подразделениями предприятия теплосети	ЦДП, РДП
2.2 Положение (должностная инструкция)	Определение прав и обязанностей конкретного должностного лица в соответствии с выполняемыми им функциями (для каждого рабочего места)	ЦДП, РДП
2.3 Перечень инструкций по эксплуатации оборудования (систем, сооружений)	Утвержденный главным инженером перечень инструкций по эксплуатации оборудования (систем, сооружений) для каждого рабочего места	ЦДП, РДП
2.4 График работы дежурного персонала	Расписание работы дежурного персонала предприятия тепловых сетей	ЦДП, РДП, районы теплосети
2.5 Список ответственных руководителей и производителей работ	Перечисление ответственных руководителей и производителей работ с указанием их должностей, фамилий, инициалов	ЦДП, РДП, Соответствующие производственные службы предприятия ТС, районы теплосети
2.6 Список должностных лиц, имеющих право пользования оперативной радиосвязью	Перечисление лиц, имеющих право пользования оперативной радиосвязью с указанием их должностей, фамилий, инициалов	ЦДП, РДП, соответствующие производственные службы предприятия ТС, районы теплосети
2.7 Список должностных лиц, имеющих право участвовать в оперативных переключениях	Перечисление лиц, имеющих право участвовать в оперативных переключениях, с указанием их должностей, фамилий, инициалов	ЦДЛ, РДП, соответствующие производственные службы предприятия ТС, районы теплосети

Наименование документа	Содержание	Место нахождения
2.8 Список ремонтного и руководящего персонала	Должность, фамилия, инициалы, адрес, номер телефона ремонтного и руководящего персонала энергосистемы предприятия тепловых сетей теплоснабжающей ТЭЦ (котельной)	ЦДЛ, РДП, соответствующие производственные службы предприятия ТС, районы теплосети
2.9 Список телефонов городских организаций	Список телефонов городских аварийных служб, смежных эксплуатационных организаций, районных исполкомов Советов депутатов трудящихся	ЦДЛ, РДП, производственные службы предприятия ТС, районы теплосети
2.10 Наряд-допуск	Задание на проведение работ, выполняемых по наряду. В задании указывается содержание и место проведения работы, состав бригады и лица, ответственные за проведение работы; меры, обеспечивающие безопасность проведения работ; дата и время допусков к работе (первичных и ежедневных) и окончания работы	РДП, районы теплосети
2.11 Перечень работ, проводимых по нарядам	Перечисление работ, на проведение которых необходимо оформлять наряды-допуски. Перечень утверждается главным инженером энергопредприятия	ЦДП, РДП, производственные службы предприятия ТС, районы теплосети
2.12 График капитального ремонта тепловых сетей	Перечень участков тепловых сетей, подлежащих капитальному ремонту, планируемые и фактические сроки выполнения работ	ЦДЛ, РДП, производственные службы предприятия ТС, районы теплосети
2.13 График текущего ремонта тепловых сетей	Перечень участков тепловых сетей, подлежащих текущему ремонту, планируемые и фактические сроки выполнения работ	ЦДП, РДП, производственные службы предприятия ТС, районы теплосети
2.14 Список (картотека) абонентов о указанием тепловых нагрузок	Перечисление абонентов с указанием тепловых нагрузок по воде и пару для теплопотребления каждого вида (отопление, вентиляция, горячее водоснабжение, технология и т.д.), их адресов и номеров телефонов, а также лиц, ответственных за теплопотребление	ЦДП, РДП, производственные службы предприятия ТС, районы теплосети

Наименование документа	Содержание	Место нахождения
2.15 Перечень резервных источников теплоснабжения ответственных потребителей	Перечисление резервных ТЭЦ и котельных ответственных потребителей с указанием их адресов и телефонов, а также производительности абонентских котельных	ЦДП, РДП
2.16 Книга жалоб абонентов	Запись жалоб абонентов и отметки о принятых мерах	РДП
3 Технические документы		
3.1 Графики режима работы тепловых сетей (по каждому району на отопительный и летний периоды)	Графики: пьезометрический, температурный, расхода теплоносителя, отпуска тепла	ЦДП, РДП, служба режимов
3.2 Карта уставок технологических защит	Наименование защиты (сигнализации) с указанием места установки, типа прибора и уставки срабатывания по параметру и времени	ЦДП, РДП, служба защит
3.3 Перечень оборудования, находящегося в оперативном управлении и ведения диспетчера теплосети (района теплосети)	Наименование и краткие технические характеристики оборудования, находящегося в оперативном управлении и ведении диспетчера теплосети (района)	ЦДП, РДП
3.4 Технологические схемы		
3.4.1 Схема тепловых сетей	Схема тепловых сетей района (производственного участка) с указанием диаметров трубопроводов, номеров абонентов, обозначением тепловых камер, насосных и дренажных станций, установленных в них оборудования и запорной арматуры	ЦДП, РДП, районы и соответствующие производственные службы предприятия ТС
3.4.2 Тепловая схема теплоснабжающей электростанции (котельной)	Графическое изображение технологических систем (оборудования, трубопроводов и устройств) по выработке и отпуску тепла	ЦДП, РДП
3.4.3 Схема трубопроводов сетевой воды на теплоснабжающей электростанции (котельной)	Графическое изображение технологической системы подготовки, распределения и выдачи сетевой воды	ЦДП, РДП

Наименование документа	Содержание	Место нахождения
3.4.4 Схема тепловой камеры (павильона, насосной станции)	Графическое изображение привязанной к ориентирам на местности тепловой камеры (павильона, насосной станции), находящихся в ней трубопроводов, запорной и регулирующей арматуры, оборудования и контрольно-измерительных приборов	ЦДП, РДП
3.5 Планшетная схема на отдельный участок тепловых сетей	Изображение в плане отдельного» участка теплосетей (основных трубопроводов и ответвлений) с указанием диаметров, обозначением на них тепловых пунктов, тепловых камер, компенсаторов, задвижек, номеров и адресов абонентов с указанием назначения и этажности зданий	ЦДП, РДП, соответствующие производственные службы предприятия ТС, районы теплосети
3.6 Принципиальная схема магистральных тепловых сетей	Схема магистральных сетей с указанием номеров камер и диаметров ответвлений	ЦДП, РДП
3.7 Расчетная схема тепловых сетей	Безмасштабная схема тепловых сетей с указанием диаметра и приведенной длины каждого расчетного участка, а также гидравлической нагрузки всех потребителей. На расчетной схеме обозначается потокораспределение теплоносителя	ЦДП, РДП
3.8 Инструкции по эксплуатации (оборудования систем, сооружений)	Инструкции по эксплуатации основного и вспомогательного оборудования (систем, устройств, сооружений), обслуживаемого дежурным персоналом предприятия ТС, включая вопросы безопасности	ЦДП, РДП

Приложение БА
(рекомендуемое)
Методические указания по определению тепловых потерь в паровых тепловых сетях

БА.1 Общие положения

БА.1.1 Фактические эксплуатационные тепловые потери устанавливаются экспериментально путем проведения тепловых испытаний сети.

БА.1.2 Испытаниям следует подвергать участки, тип изоляционной конструкции которых является преобладающим для данного паропровода. Это облегчает распространение результатов испытаний на всю сеть паропроводов.

БА.1.3 Определение фактических тепловых потерь через тепловую изоляцию должно проводиться периодически один раз в 5 лет. При этом выявляются изменения теплотехнических свойств изоляционных конструкций вследствие старения в процессе эксплуатации, ввода новых и реконструкции действующих сетей.

БА.2 Задачи испытаний и последовательность работ

БА.2.1 Задачей тепловых испытаний паропроводов является определение тепловых потерь через наружные изоляционные конструкции испытуемых участков трубопроводов при выбранном режиме и сопоставление их с нормативными значениями по тем же участкам.

БА.2.2 Испытания паропроводов проводятся при температурах и давлениях пара, равных расчетным или ниже их при обеспечении минимального значения перегрева пара в конечной точке испытуемой магистрали не менее чем на 15оС.

БА.2.3 Перед испытаниями должна быть восстановлена разрушенная тепловая изоляция, осушены камеры, приведены в порядок дренажи и т.д.

БА.2.4 Испытания состоят из следующих этапов:

- анализ проектных и эксплуатационных материалов по испытуемому паропроводу;
- выбор участков паропровода, подлежащих испытанию;
- определение параметров испытаний;
- подготовка трубопроводов и оборудования к испытаниям;
- подготовка измерительной аппаратуры;
- проведение испытаний;
- обработка результатов испытаний;
- сопоставление фактических тепловых потерь с нормативными.

БА.3 Анализ материалов по испытуемому паропроводу

БА.3.1 Подготовка к испытаниям начинается с анализа схемы паропроводов, оборудования источника и потребителей пара и их режимов, типов прокладки, а также конструкции изоляции и ее состояния.

Все данные по паропроводам указываются на расчетной схеме и сводятся в таблицу, содержащую данные о диаметрах трубопроводов, длинах участков, конструкциях изоляции, типах прокладки (прокладка в непроходном канале, в

тоннеле, надземная прокладка, в помещениях) и годах проектирования (см. примерную таблицу БА.А.2 Приложения БА.А).

БА.3.2 Для пересчета полученных при испытаниях данных на различные эксплуатационные режимы работы паропроводов и для определении параметров испытаний используется климатологические данные по окружающей среде (t_0) для местности, в которой расположены паропроводы – среднегодовые и среднемесячные температуры грунта ($t_{гр}^{ср.г}$, $t_{гр}^{ср.м}$) на уровне оси трубопровода при подземной прокладке и наружного воздуха ($t_{в}^{ср.г}$, $t_{в}^{ср.м}$) при надземной прокладке. Эти данные следует принимать из климатических справочников или по данным соседней метеостанции.

Среднегодовые значения температур определяются как средневзвешенные из среднемесячных относительно числа часов работы в каждом месяце.

БА.4 Выбор участков паропроводов, подлежащих испытаниям

БА.4.1 Испытаниям следует подвергать участки, тип изоляционной конструкции которых является преобладающим для данного паропровода. Это облегчает распространение результатов испытаний на всю сеть паропроводов.

Выбор испытуемого участка производится на основе соотношения $(M_и/M_с) \geq 0{,}15$, где $M_и = \Sigma(d_н \times L_и)$- материальная характеристика участка испытуемого паропровода, м;

$M_с = \Sigma(d_н \times L_с)$- материальная характеристика всей сети рассматриваемых участков паропровода, м;

$d_н$ – наружный диаметр труб, м;

L – протяженность трубопровода, м.

Выявление испытуемых участков следует производить с учетом характеристик сети паропроводов.

БА.5 Определение параметров испытаний

БА.5.1 Надежное определение тепловых потерь возможно при постоянных параметрах пара на источнике и у потребителя (допустимые колебания по температуре и давлению ±3 %, по расходу от 10 до 15 %).

БА.5.2 Постоянное давление и температура на источнике обеспечивается поддержанием постоянных технологических режимов (электрической нагрузкой турбин, режимов парообразования в котлах и т.д.).

БА.5.3 Постоянный расход пара по трассе достигается регулированием расхода пара на коллекторах у абонентов путем увеличения или уменьшения сброса пара в атмосферу через специальные дренажные трубопроводы.

БА.5.4 Исходя из условий поддержания требуемого давления пара у потребителя и перегрева на 15°С пара на конечном пункте испытуемого участка определяются конечные давление (P_{2i}) и температура (τ_{2i}) испытуемого i – го участка паропровода.

$$\tau_{2i} = t_0 + (\tau_{1i} - t_0) \cdot e^{\frac{-L_i \cdot \beta}{R_i \cdot G_i \cdot c_i}}, \qquad (БА.1)$$

где t_0- температура окружающей среды, °С;

τ_{1i} – температура пара в начале i – го участка, °С;

β - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери запорной и другой арматурой, компенсаторами и опорами (принимается 1,2 при диаметре трубопроводов до 150 мм и 1,15 – при диаметре 150 мм и более, независимо от года проектирования);

R_i – термическое сопротивление изоляционной конструкции испытуемого участка (определяется путем теплового расчета существующих конструкций с применением табличных данных, (м·ч·°С)/ кКал ;

G_i – расчетный расход пара на участке, т/ч;

c_i – удельная изобарная теплоемкость пара при средней температуре $\tau_{ср.i} = \tau_{1i} - 30°C$, кДж/(кг·°С).

После вычисления τ_{1i} уточняется удельная изобарная теплоемкость пара c_i (при температуре $\tau_{ср.i} = \frac{\tau_{1i} + \tau_{2i}}{2}$) и расчет повторяется до получения разницы ($\tau_{2i}^{n} - \tau_{2i}^{n+1} \le 5°C$), где τ_{2i}^{n} и τ_{2i}^{n+1} – температуры в начале паропровода при n и (n+1) расчете.

Абсолютное давление пара в конце i – го участка определяется из формулы:

$$p_{2i} = p_{1i} \cdot \sqrt{1 - \frac{2R_{li} \cdot (1+\alpha_i) \cdot (\tau_{ср.i} + 273{,}15)}{p_{1i} \cdot 10^4 \cdot (\tau_{1i} + 273{,}15)} \cdot L_i}, \qquad (БА.2)$$

где P_{1i} – абсолютное давление пара в начале i– го участка, ата;

L_i – длина отдельного i – го участка паропровода, м;

R_{li} – удельное линейное падение давления в начале i– го участка, кг/м^2;

α– коэффициент местных потерь давления i– го участка.

Удельное линейное падение давления в начале i– го участка определяют по формуле:

$$R_{li} = \frac{8{,}34 \cdot G_i^{\,2}}{\rho_{1i} \cdot d_{вн.i}^{5{,}25}} \cdot 10^{-5}, \qquad (БА.3)$$

где ρ_{1i} – плотность пара в начале i– го участка паропровода, кг/м^3;

$d_{вн.i}$ – внутренний диаметр паропровода на i– ом участке, м.

Коэффициент местных потерь давления на i– ом участке определяют по формуле:

$$\alpha_i = \frac{76{,}45 \cdot \sum \xi_i \cdot d_{вн.i}^{1{,}25}}{L_i}, \qquad (БА.4)$$

где $\sum \xi_i$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений на i– ом участке.

Таким образом, делаются выводы об условиях проведения испытаний на источнике теплоснабжения (необходимые параметры и расход пара).

БА.5.5 Рекомендуемые формы таблиц по результатам определения параметров испытаний паропроводов на тепловые потери приведены в Приложении БА.А.

БА.6 Подготовка паропровода и оборудования к испытаниям

Перед началом работ все ответвления отсоединяются от испытуемого участка. Плотность отсоединения должна быть тщательно проверена.

БА.6.1 Измерению подлежат: расход, температура и давление пара в начале и конце испытуемого паропровода, а также температура и давление пара на отдельных участках, температура наружного воздуха и барометрическое давление.

БА.6.2 Измерение расходов пара осуществляется установкой измерительных диафрагм у источника и потребителей. Требования к условиям измерения и установки стандартных сужающих устройств приведены в ГОСТ 8.563.1. Методика выполнения измерений с помощью сужающих устройств приведена в ГОСТ 8.563.2.

БА.6.3 Измерение температуры производится установкой ртутных термометров или термоэлектрических термометров (термопар) в соответствие с требованиями, указанными ГОСТ 8.279 и ГОСТ 8.317.

Ртутные термометры должны иметь шкалу с ценой деления в пределах от 0,1 до 0,5°С. Гильза термометра должна быть врезана так, чтобы ртутный баллон находился на оси трубы. В случае выступания столбика ртути из гильзы при измерениях более 50 мм к основному термометру прикрепляется вспомогательный для определения поправки на температуру выступающего столбика.

БА.6.4 Давления пара измеряется с помощью манометров типа МТИ (класс 0,6), которые устанавливаются в соответствия с техническим описанием и инструкцией по эксплуатации.

БА.6.5 Все измерительные приборы перед их установкой тарируются и проверяются: точно измеряются диаметры отверстий диафрагм и проверяется качество острой кромки, промываются, опрессовываются и проверяются ртутные дифференциальные манометры, проверяются термометры и манометры, термоэлектрические термометры подвергаются индивидуальной градуировке.

БА.6.6 Места установки измерительной аппаратуры указываются на схеме испытуемого паропровода.

БА.7 Составление технической и рабочей программ испытаний

Перед проведением испытаний составляются техническая и рабочая программы испытаний.

БА.7.1 Техническая программа испытаний должна содержать:

- наименование объекта, цель испытаний и их объем;
- перечень подготовительных работ и сроки их проведения;
- условия проведения испытаний;
- этапы проведения испытаний, их последовательность и ожидаемая продолжительность каждого этапа и испытаний в целом;
- режим работы оборудования источника тепла, испытываемых участков и связанных с ними тепловых сетей на каждом этапе, расчетные параметры, их допустимые отклонения и предельные значения параметров;
- режим работы оборудования источника тепла и тепловой сети после окончания испытаний;
- требования техники безопасности при проведении испытаний;
- перечень лиц, ответственных за подготовку и проведение испытаний;
- перечень лиц, согласовывающих техническую программу.

БА.7.2 Рабочая программа испытаний должна содержать:

- перечень работ, выполняемых непосредственно перед испытаниями (подготовка оборудования, сборка схемы на источнике тепла и по сети, установка средств измерений, подготовка системы связи и сигнализации и др.), данные по исходному состоянию оборудования;
- перечень мероприятий по подготовке наблюдателей, включая проведение инструктажа по ведению измерений и действиям при отклонениях от режима и неисправностях средств измерений; проведение инструктажа по технике безопасности при испытаниях;
- перечень организаций и должностных лиц, ответственных за техническую и оперативную части испытаний;
- перечень организаций и лиц, согласовывающих рабочую программу испытаний;
- перечень и последовательность технологических операций по подготовке и проведению режимов испытаний;
- график проведения испытаний (время начала и окончания каждого этапа и испытаний в целом);
- указания о возможной корректировке графика испытаний (перерывов, повторение режимов, прекращение испытаний и др.) по промежуточным результатам испытаний;
- указания о режиме работы оборудования после завершения испытаний;
- требования техники безопасности при проведении испытаний;
- перечень лиц, ответственных за обеспечение и проведение испытаний;
- необходимые схемы, чертежи, графики.

БА.8 Проведение тепловых испытаний паропровода

БА.8.1 Осуществление режимов испытания производятся следующим образом:

- включаются дифференциальные манометры в начале и конце паропровода;
- устанавливается расчетный расход пара, который поддерживается постоянным в течение всего периода испытаний, давление Р1 и температура τ_1 τ_1;
- прогревается паропровод (и грунт при подземной прокладке) до установления постоянной температуры на конечном участке (в течение 2-5 ч). Продолжительность этого периода значительно сокращается при предварительном прогреве грунта;
- после установления испытательного режима во всех точках измеряется температура, давление и расход пара через каждые 10 минут в течение 2 ч.

БА.9 Обработка результатов испытаний

БА.9.1 Строятся графики расходов, абсолютных давлений и температур по всем испытуемым участкам паропровода.

БА.9.2 Подсчитываются средние значения всех параметров пара в период испытания и вводятся поправки (при определении абсолютного давления кроме тарировочных поправок учитывается барометрическое давление).

БА.9.3 Составляются таблицы с данными расходов, давлений и температур по каждому испытуемую участку.

БА.9.4 Определяются тепловые потери на каждом участке по формуле, кКал/ч:

$$Q_{ии} = G_{ии} \cdot (i^{н}_{ии} - i^{к}_{ии}) \cdot 10^{3}, \qquad (БА.5)$$

где $Q_{ии}$ – тепловые потери по результатам испытаний на i – ом участке, кКал /ч;

$G_{ии}$ – расход пара при испытаниях на i – ом участке, т/ч;

$i^{н}_{ии}$ и $i^{к}_{ии}$ – энтальпии пара, соответственно в начале и конце i – го участка, кКал/кг.

БА.9.5 Определяются удельные тепловые потери:

$$q_{ии} = \frac{Q_{ии}}{L_i \cdot \beta}, \qquad (БА.6)$$

где $q_{ии}$ – удельные тепловые потери на i –ом участке, кКал /(м · ч) (м · ч);

L_i – длина i – го участка, м;

β - коэффициент местных тепловых потерь.

БА.9.6 Термическое сопротивление i – го участка при испытаниях, $(м \cdot ч \cdot °C)$ /кКал :

$$R_{ии} = \frac{\tau_{i.ср.} - t_{о.и}}{q_i}, \qquad (БА.7)$$

где $\tau_{i.ср.} = \frac{\tau_{i1} + \tau_{i2}}{2}$ – средняя при испытаниях температура теплоносителя на участке, °С;

$t_{о.и}$ – температура наружного воздуха при испытаниях, °С.

БА.9.7 Значение перегрева пара в любой точке паропровода

$$\Delta\tau = \tau_i - \tau_н \qquad (БА.8)$$

где τ_n – температура насыщения пара, определяемая по таблицам или диаграммам P_i, °С.

БА.9.8 Рекомендуемые формы таблиц по результатам обработки испытаний паропроводов на тепловые потери приведены в Приложении БА.А.

БА.10 Сопоставление измеренных тепловых потерь с нормативными

БА.10.1 Для сравнения фактических тепловых потерь с нормативными необходимо пересчитать данные, полученные при испытаниях на среднегодовые условия работы паропровода. При этом принимается, что значения термических сопротивлений (Rиi) – участков паропровода – постоянные, характеризуют качество изоляции и прокладки паропровода.

В том случае, если при эксплуатационных режимах пар находится в перегретом состоянии, пересчет производится по формулам (БА.1)-(БА.7) с учетом средних температур окружающей среды (см. БА.3.2.). При отсутствии измеренных давлений на промежуточных участках эти значения могут быть получены по известным начальным параметрам пара по формуле 2.

Результаты пересчета (фактические средние тепловые потери) сравниваются с нормативными тепловыми потерями (см. Приложение БА.А) и составляется заключение о состоянии паропроводов.

БА.10.2 В том случае, если при эксплуатационных режимах пар становится влажным, пересчет проводится следующим образом:

- исходные данные: давление и температура пара у источника и расход пара у источника и потребителей. По формуле (БА.1) определяется распределение τ_{2i} по трассе;

- по формуле (БА.2) определяется падение давления P_{2i} по трассе и в соответствие с линией давлений строится линия температуры насыщения $\tau_н$;

- пересечение линии $\tau_н$ и τ_{2i} дает точку перехода пара из перегретого во влажное состояние ($\tau_{1вв}$);

- удельные тепловые потери паропровода на участке $L_{вл}$ с влажным паром:

$$q = \frac{\tau^{ср}_{вл} - t_о}{R_{уч}}, \qquad \tau^{ср}_{вл} = \frac{\tau_{1вв} + \tau_{2вв}}{2} \qquad (БА.9)$$

где $\tau_{1вв}$ - средняя температура насыщения на участке Lвл, оС;

$\tau_{2вв}$ – температура пара в конце участка Lвл, равная температуре насыщения при $P_{2вл}$, °С;

- суммарные потери с влажным паром определяют по формуле:

$$Q = q \cdot L_{вл} \cdot \beta \qquad (БА.10)$$

- энтальпия влажного пара (смеси сухого пара и конденсата) в конце участка $L_{вл}$ определяют по формуле:

$$i_{2вл} = i1вл - Q\,G \qquad (БА.11)$$

где $i_{1вл}$ – энтальпия пара в точке перехода из перегретого в насыщенное состояние, кКал /кг;

- степень влажности пара в конце участка определяют по формуле:

$$y = \frac{i_{1вв} - i_{2вв}}{r} \qquad (БА.12)$$

где r – скрытая теплота парообразования, кКал /кг;

- степень сухости пара:

$$x = 1 - y = \frac{i_{2вв} - i_{2ж}}{r} \qquad (БА.13)$$

где i2ж – теплосодержание жидкости в конечной точке, кКал /кг;

- количество выпавшего конденсата, т/ч:

$$Gконд = y \cdot G \qquad (БА.14)$$

Результаты расчетов по участку с влажным паром проверяются по формулам теплового и материального баланса:

$$i1влG1п = i1влG2п + cG2в\tau_2 + Q1\text{-}2; \qquad (БА.15)$$

$$G1п = G2п + G2в, \qquad (БА.16)$$

где G1п – расход пара в начале участка с влажным паром, т/ч;

G2п – расход пара в конце участка с влажным паром, т/ч;

G2в – расход сконденсировавшейся влаги в конце участка с влажным паром, т/ч;

Q1-2 – тепловые потери участка с влажным паром, кКал /ч.

Формула (15) может быть выражена следующим образом:

$$i1влG1п = i2вл(G2п + G2в) + Q1\text{-}2. \qquad (БА.17)$$

Приложение БА.А

Таблица БА.А.1 – Среднемесячные и среднегодовые температуры наружного воздуха и грунта, усредненные за последние 5 лет, температура пара на источнике

Месяцы	Число часов работы		Температура, °С		
	отопительный период	летний период	наружного воздуха	грунта	пара на источнике
Январь					
Февраль					
……..					
Среднегодовые температуры					

Таблица БА.А.2 – Материальная характеристика испытуемого паропровода

Наименование участка	Тип прокладки. Изоляция	Наружный диаметр, $d_{нар}$, м	Длина участка L, м	Толщина стенки, м	Толщина изоляции, $\delta_{из}$, м	Объем паропроводов $V_н$, $м^3$	Материальная характеристика паропроводов, $м^2$	Год проектирования
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТЭЦ-1 ÷ НО-1	Надземная. Минеральная вата, оцинкованная железом	0,529	808,0	0,009	0,06	169,0	428,2	1988
НО-1 ÷ НО-2	Надземная. Минеральная вата, оцинкованная железом	0,529	76,0	0,009	0,06	15,9	40,3	1989
……								
Итого								

Таблица БА.А.3 – Местные сопротивления участков испытуемого паропровода

Наименование участка	Отвод 90°		Отвод 30°		Тройник на закрытый проход		Спускник		Компенсатор П-обр.		Задвижка		Сумма местных сопротивлений по участкам
	Кол-во	$\sum\xi$	Кол-во	$\sum\xi$	Кол-во	$\sum\xi$	Кол-во	$\sum\xi$	Кол-во	$\sum\xi$	Кол-во	$\sum\xi$	$\sum\xi$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ТЭЦ-1÷ НО-1	11	11,0	4	0,8	3	0,3	1	2,3	4	10,8	1	0,5	25,7
НО-1 ÷ НО-2	2	2,0	2	0,4	-	-	1	2,3	3	8,1	-	-	12,8
……													

Таблица БА.А.4 – Среднемесячные и среднегодовые параметры и расходы пара

Месяцы	Источник теплоснабжения			Потребитель 1		
	температура, °С	давление, ати	расход, т/ч	температура, °С	давление, ати	расход, т/ч
Январь						
Февраль						
……						
Среднегодовые значения						

Таблица БА.А.5 – Расчет параметров испытаний

Наименование участка	Расчетное термическое сопротивление участка при испытаниях R_i, (м·ч·°С)/кКал	Расход пара на участке, т/ч	Температура пара, °С		Давление пара, ати	
			в начале участка τ_{1i}	в конце участка τ_{2i}	в начале участка P_{1i}	в конце участка P_{2i}
ТЭЦ-1÷ НО-1						
НО-1 ÷ НО-2						
……						

Таблица БА.А.6 – Усредненные значения измеренных величин при испытании паропровода на тепловые потери

Параметр	единица измерения	Наименование точки измерения					
		ТЭЦ-1	НО-1	НО-2	……	……..	……
Температура теплоносителя	°С						
Давление теплоносителя	ата						
Расход теплоносителя	т/ч						
Температура наружного воздуха	°С						

Таблица БА.А.7 – Расчет потерь тепла на испытанных участках паропровода

Наименование участка	Расход теплоносителя $G_{иi}$, т/ч	Средняя температура окружающей среды за период испытаний, $t_{о.и}$,°С	Температура теплоносителя, °С		Тепловые потери при испытаниях $Q_{иi}$, кКал /ч	Удельные тепловые потери при испытаниях $q_{иi}$, кКал /(м·ч)	Термическое сопротивление участка при испытаниях $R_{иi}$, (м·ч·°С)/кКал
			в начале участка τ_{1i}	в конце участка τ_{2i}			
ТЭЦ-1 ÷ НО-1							
……							

Таблица БА.А.8 – Расчет параметров пара при эксплуатационном режиме (среднегодовые параметры)

Наименование участка	Температура теплоносителя, °С			Давление теплоносителя, ата		Расход теплоносителя $G_i^{ср.г}$, т/ч	Термическое сопротивление участка Rиi, (м·ч·°С)/кКал
	в начале участка $\tau_{1i}^{ср.г}$	в конце участка $\tau_{2i}^{ср.г}$	средняя на участке $\tau_{ср.i}^{ср.г}$	в начале участка $p_{1i}^{ср.г}$	в конце участка $p_{2i}^{ср.г}$		
ТЭЦ-1÷ НО-1							
……							

Таблица БА.А.9 – Сопоставление потерь тепла на испытанных участках с тепловыми потерями по нормам проектирования

Наименование участка	Тип прокладки Изоляция	Среднегодовая температура окружающей среды, $t_о^{ср.г}$,°С	Фактические теплопотери, приведенные к среднегодовым условиям, $Q_i^{ср.г}$,ккал/ч	Нормативные тепловые потери, приведенные к среднегодовым условиям, $Q_{н.i}^{ср.г}$,ккал/ч	Соотношение фактических и определенных по нормам тепловых потерь, K_i
ТЭЦ-1 ÷ НО-1	Надземная. Минеральная вата.				
……					

Приложение ББ
(рекомендуемое)
Положение по проведению энергетических обследований организаций

ББ.1 Общие положения

ББ.1.1 Энергетические обследования являются обязательной процедурой, регламентируемой Федеральным законом «Об энергосбережении» от 3 апреля 1996 г. № 28-ФЗ, (Правила проведения энергетических обследований организаций (Утверждены Минтопэнерго России 25.03.98 г).), для организаций любых форм собственности, годовое потребление ТЭР которых составляет более шести тысяч тонн условного топлива или одной тысячи тонн моторного топлива.

ББ.1.2 Проведению энергетических обследований подлежат все ЭСО.

ББ.1.3 Цель всех видов энергетических обследований энергообъектов организаций (далее – «энергетических обследований») состоит в оценке энергетической эффективности процессов производства, транспорта и распределения электрической и тепловой энергии, в том числе потребления на собственные нужды, определении энергосберегающего потенциала, разработке и обосновании последовательности организационных, технических и других мер, обеспечивающих экономически обоснованное повышение эффективности использования топлива и энергии.

ББ.1.4 Задачей энергетических обследований является выявление непроизводительных и нерациональных расходов ТЭР, определение фактических показателей энергоэффективности энергообъектов, сравнение их с нормативными (определенными в соответствии с действующими государственными нормами, нормативами, стандартами и другими нормативными документами) значениями, выявление и анализ причин их несоответствия и определение обоснованных путей их устранения для снижения затрат ТЭР и энергоносителей, в том числе ниже действующих норм (нормативов, стандартов).

ББ.1.5 Энергетические обследования должны проводиться по программам, разработанным в соответствии с типовыми программами проведения энергетических обследований энергообъектов ЭСО в зависимости от типа энергообъекта (тепловая электрическая станция, районная котельная, гидроэлектростанция, электрические сети, тепловые сети) – (Типовая программа проведения энергетических обследований тепловых электрических станций и районных котельных акционерных обществ энергетики и электрификации России: РД 153-34.1-09.163-00.- М.: СПО ОРГРЭС, 2000), (Типовая программа проведения энергетических обследований систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)), (Типовая программа проведения энергетических обследований гидроэлектростанций: РД 153-34.2-09.165-00.- М.), (Типовая программа проведения энергетических обследований подразделений электрических сетей: РД 153-34.2-09.166-00.- М.).

ББ.1.6 Определение фактических и нормативных (нормируемых) значений показателей энергетической эффективности, их сопоставление и анализ должны

проводиться по действующим нормативным документам, указанным в (Типовая программа проведения энергетических обследований тепловых электрических станций и районных котельных России: РД 153-34.1-09.163-00.- М.: СПО ОРГРЭС, 2000), (Типовая программа проведения энергетических обследований систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)), (Типовая программа проведения энергетических обследований гидроэлектростанций: РД 153-34.2-09.165-00.- М.), (Типовая программа проведения энергетических обследований подразделений электрических сетей: РД 153-34.2-09.166-00.- М.).

ББ.1.7 Энергетические обследования должны проводиться в сроки и с периодичностью, установленными настоящим Положением.

ББ.1.8 Ответственность за нарушение установленной периодичности проведения энергетических обследований, а также за недостоверность сведений, представляемых организации, проводившей энергетическое обследование, возлагается на руководителя организации РАО «еЭС России», эксплуатирующей энергообъект, подлежащий энергетическому обследованию.

ББ.1.9 Ответственность за нарушение установленного порядка проведения энергетического обследования, а также за недостоверность результатов энергетического обследования, возлагается на организацию, проводившую энергетическое обследование.

ББ.1.10 Все виды энергетических обследований, кроме предпускового (предэксплуатационного) энергетического обследования, должны проводиться специальноуполномоченными органами федеральной исполнительной власти или энергоаудиторами, отвечающими требованиям, установленным Федеральным законом «Об энергосбережении» от 3 апреля 1996 г. № 28-ФЗ., (Правила проведения энергетических обследований организаций (Утверждены Минтопэнерго России 25.03.98 г).) и настоящим Положением.

Предпусковое (предэксплуатационное) обследование проводится органом Госэнергонадзора России или энергоаудитором, назначаемым органом Госэнергонадзора России, либо энергоаудитором, определенным обследуемой организацией по согласованию с этим органом.

Выбор энергоаудитора для проведения всех видов энергетических обследований, кроме предпускового (предэксплуатационного), осуществляется организацией РАО «еЭС России», подлежащей энергетическому обследованию.

ББ.1.11 Состав работ при проведении всех видов энергетических обследований, перечень показателей энергоэффективности, подлежащих определению, и методики их определения должны удовлетворять требованиям типовых программ проведения энергетических обследований соответствующего энергообъекта ((Типовая программа проведения энергетических обследований тепловых электрических станций и районных котельных акционерных обществ энергетики и электрификации России: РД 153-34.1-09.163-00.- М.: СПО ОРГРЭС, 2000), (Типовая программа проведения энергетических обследований систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)), (Типовая программа проведения энергетических обследований гидроэлектростанций: РД 153-34.2-09.165-00.- М.), (Типовая программа проведения энергетических обследований подразделений электрических сетей: РД 153-34.2-09.166-00.- М.)).

ББ.1.12 Результаты энергетических обследований (отчет, энергетический паспорт, топливно-энергетический баланс) по содержанию и форме должны удовлетворять требованиям настоящего Положения, типовых программ проведения энергетических обследований соответствующего энергообъекта ((Типовая программа проведения энергетических обследований тепловых электрических станций и районных котельных акционерных обществ энергетики и электрификации России: РД 153-34.1-09.163-00.- М.: СПО ОРГРЭС, 2000), (Типовая программа проведения энергетических обследований систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)), (Типовая программа проведения энергетических обследований гидроэлектростанций: РД 153-34.2-09.165-00.- М.), (Типовая программа проведения энергетических обследований подразделений электрических сетей: РД 153-34.2-09.166-00.- М.)) и подлежат согласованию и утверждению в порядке, установленном настоящим Положением.

ББ.1.13 Результаты энергетических обследований (нормируемые и фактические значения показателей энергоэффективности) допускается использовать при обосновании расходов ТЭР на производство, транспорт и распределение электрической и тепловой энергии – по согласованию с Федеральной и региональными энергетическими комиссиями; при их учете – по согласованию со специально уполномоченными органами федеральной исполнительной власти.

ББ.2 Виды энергетических обследований

В соответствии с Правилами проведения энергетических обследований организаций (Утверждены Минтопэнерго России 25.03.98 г) различают следующие виды энергетических обследований энергообъектов ЭСО:

- предпусковое (предэксплуатационное);
- первичное;
- периодическое (повторное);
- внеочередное;
- локальное;
- экспресс-обследование.

ББ.2.1 Предпусковое (предэксплуатационное) энергетическое обследование

ББ.2.1.1 Цель предпускового (предэксплуатационного) энергетического обследования состоит в определении показателей энергоэффективности вновь вводимых оборудования и энергообъектов до начала эксплуатации, выявлении нарушений требований нормативно-технической и проектной документации при выполнении строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, приводящих к ухудшению показателей энергоэффективности энергообъекта в период последующей эксплуатации, разработке обоснованных мер по устранению выявленных нарушений.

ББ.2.1.2 Предпусковому (предэксплуатационному) энергетическому обследованию подлежит оборудование законченных строительством энергообъектов или после реконструкции.

ББ.2.1.3 Предпусковое (предэксплуатационное) энергетическое обследование проводится органом Госэнергонадзора России, действующим на данной территории, или (по согласованию с этим органом) энергоаудитором.

ББ.2.1.4 Предпусковое (предэксплуатационное) энергетическое обследование должно входить в состав работ по приемке законченных строительством объектов и оформляется отчетом и соответствующей записью в акте приемочной комиссии. В состав приемочной комиссии вновь вводимого энергообъекта включается ответственный представитель органа Госэнергонадзора России, действующего на данной территории, или (по согласованию с этим органом) ответственный представитель энергоаудитора, выполнявшего энергетическое обследование.

ББ.2.1.5 Определенные в результате предпускового (предэксплуатационного) энергетического обследования фактические показатели энергоэффективности подлежат сопоставлению с показателями, указанными в заводских паспортах на оборудование, проектах, нормативными значениями или результатами энергетической экспертизы проекта, выполненной в соответствии с Федеральный закон «Об энергосбережении» от 3 апреля 1996 г. № 28-ФЗ.

При выявлении показателей энергоэффективности, ухудшенных по сравнению с паспортными (проектными) показателями (нормативными значениями), устанавливаются причины ухудшения показателей и принимается экономически обоснованное решение о проведении необходимых доработок.

Допускается определение возможности дополнительного снижения расхода ТЭР в случае применения экономически обоснованных мероприятий, не предусмотренных проектом, стандартами, нормами и регламентами, на основе достижений научно-технического прогресса.

ББ.2.1.6 На основании предпускового (предэксплуатационного) энергетического обследования вновь вводимого энергообъекта составляются отчет о проведенном энергетическом обследовании, энергетический паспорт установленной формы, в который заносятся выявленные фактические показатели энергоэффективности, а также их нормативные (паспортные, проектные и т.п.) значения, составляется топливно-энергетический баланс, указываются причины выявленного несоответствия фактических и нормативных значений, перечень необходимых доработок по устранению выявленных нарушений, решение приемочной комиссии.

ББ.2.1.7 По результатам предпускового (предэксплуатационного) энергетического обследования вновь вводимого оборудования на действующем энергообъекте не позднее 1 мес. после принятия комиссией решения о приемке и вводе в эксплуатацию корректируется энергетический паспорт и топливно-энергетический баланс данного энергообъекта.

ББ.2.1.8 Результаты предпускового (предэксплуатационного) энергетического обследования учитываются при проведении других видов энергетических обследований.

ББ.2.2 Первичное энергетическое обследование

ББ.2.2.1 Целью первичного энергетического обследования энергообъектов является определение фактических показателей энергетической эффективности и на основе сопоставления их с эксплуатационными нормативными (нормируемы-

ми) показателями выявление возможных резервов экономии расхода ТЭР (в том числе ниже действующих эксплуатационных норм и нормативов), определение экономически обоснованных организационно-технических энергосберегающих мер и мероприятий, направленных на исключение нерационального расходования ТЭР.

ББ.2.2.2 Первичному энергетическому обследованию подлежат находящиеся в эксплуатации и вновь введенные в эксплуатацию энергообъекты.

ББ.2.2.3 Первичное обследование проводится в следующие сроки:

- находящиеся в эксплуатации энергообъекты до введения № 261-ФЗ и настоящего Положения, на которых не проводились первичные энергетические обследования, – в соответствии со сроками, устанавливаемыми органами Госэнергонадзора России и вышестоящими органами управления;
- вновь введенные в эксплуатацию энергообъекты – не позднее одного года после ввода.

ББ.2.2.4 При анализе результатов первичного энергетического обследования учитываются результаты предпускового (предэксплуатационного) энергетического обследования этого энергообъекта, проводится сопоставление фактических показателей энергоэффективности с их нормативными (нормируемыми) значениями, выявляются причины их несоответствия, а также причины изменения показателей по сравнению с проектными и показателями, определенными по результатам предпускового (предэксплуатационного) обследования.

ББ.2.2.5 По результатам первичного энергетического обследования составляются отчет о проведенном энергетическом обследовании, энергетический паспорт установленной формы, в который заносятся выявленные фактические показатели энергоэффективности, а также их нормативные (паспортные, проектные и т.п.) значения, топливно-энергетический баланс энергообъекта, указываются причины выявленного несоответствия фактических и нормативных значений, разрабатываются рекомендации (мероприятия) по повышению энергоэффективности.

ББ.2.2.6 Результаты первичных энергетических обследований учитываются при проведении других видов энергетических обследований для анализа динамики показателей энергетической эффективности энергообъектов.

ББ.2.3 Периодическое (повторное) энергетическое обследование

ББ.2.3.1 Периодическое (повторное) обследование проводится с целью анализа динамики показателей энергетической эффективности использования ТЭР на энергообъектах, находящихся в эксплуатации, за период после проведения предыдущего энергетического обследования на основе сопоставления фактических показателей энергетической эффективности с их эксплуатационными нормативными (нормируемыми) значениями, разработки экономически обоснованных организационно-технических мер и мероприятий, направленных на сокращение расходов ТЭР, в том числе ниже действующих норм и нормативов, проверяется объем и полнота выполнения ранее разработанных энергосберегающих мероприятий.

ББ.2.3.2 Периодическому (повторному) энергетическому обследованию подлежат находящиеся в эксплуатации энергообъекты в срок не позднее чем че-

рез 5 лет после проведения первичного энергетического обследования, в дальнейшем – не реже одного раза в 5 лет.

ББ.2.3.3 По результатам периодического (повторного) энергетического обследования составляются отчет о проведенном энергетическом обследовании, топливно-энергетический баланс энергообъекта, корректируется энергетический паспорт, в который заносятся выявленные фактические показатели энергетической эффективности на период проведения обследования, а также их нормативные (нормируемые) значения, указываются причины выявленного несоответствия фактических и нормативных значений, а также изменений показателей за период, прошедший после проведения предыдущего энергетического обследования, дается оценка выполнения работ по снижению расходов ТЭР за этот период, разрабатываются рекомендации (мероприятия) по повышению энергетической эффективности, сокращению нерационального расходования ТЭР, разрабатываются предложения по устранению выявленных недостатков и возможным путям их устранения.

ББ.2.3.4 Результаты периодических (повторных) энергетических обследований учитываются при проведении других видов энергетических обследований энергообъектов.

ББ.2.4 Внеочередное энергетическое обследование

ББ.2.4.1 Внеочередное энергетическое обследование проводится по инициативе органов Госэнергонадзора России, органа администрации субъекта Федерации, осуществляющего регулирование деятельности энергоснабжающей организации, а также по решению региональной инспекции по эксплуатации (Энерготехнадзора) или руководителя ЭСО, эксплуатирующей энергообъект, в случае, если резко возрастает потребление энергоресурсов, увеличивается топливная составляющая затрат на производство и транспорт электрической и тепловой энергии или затраты ТЭР на собственные нужды, изменяются другие показатели, свидетельствующие о снижении энергетической эффективности, а также в случае, если результаты первичных или периодических (повторных) энергетических обследований, проведенных региональными (территориальными) органами Госэнергонадзора России или энергоаудиторами, признаны недостоверными.

ББ.2.4.2 По результатам внеочередного обследования составляется отчет, который должен содержать заключение о причинах изменения показателей энергетической эффективности, экономически обоснованные предложения (мероприятия) по снижению расходов ТЭР, корректируется энергетический паспорт и топливно-энергетический баланс.

ББ.2.4.3 В случае подтверждения недостоверности результатов энергетических обследований, проведенных региональным (территориальным) органом Госэнергонадзора России или энергоаудитором, они обязаны в соответствии с (Правила проведения энергетических обследований организаций (Утверждены Минтопэнерго России 25.03.98 г).) возместить ЭСО ранее понесенные ею затраты на проведение энергетических обследований.

ББ.2.5 Локальное энергетическое обследование

ББ.2.5.1 Локальные энергетические обследования – энергетические обследования, указанные в п.п. ББ.2.1– ББ.2.4, проводимые по отдельным показателям

энергоэффективности, видам ТЭР, группам и типам оборудования и таким образом ограниченные по объему.

ББ.2.5.2 Результаты локального энергетического обследования могут быть использованы при проведении последующих энергетических обследований в том случае, если методики определения показателей энергоэффективности, использованные при проведении локального энергетического обследования, позволяют осуществить приведение фактических и нормативных показателей энергоэффективности, определяемых при локальном энергетическом обследовании, в сопоставимые условия с другими показателями, определяемыми в другой временной период.

ББ.2.5.3 По результатам локального энергетического обследования составляется отчет, при необходимости вносятся изменения в энергетический паспорт и топливно-энергетический баланс энергообъекта.

ББ.2.6 Экспресс – обследование

ББ.2.6.1 Экспресс – обследования – энергетические обследования, указанные в п.п. ББ.2.1-ББ.2.5, проводимые в условиях ограничения во времени и по соответствующим методам и методикам, допущенным к применению в установленном порядке и позволяющим осуществлять ускоренное определение показателей энергоэффективности с выполнением установленных для таких методов норм точности.

ББ.2.6.2 Результаты внеочередных энергетических обследований, выполненных в режиме экспресс – обследований, не могут являться основанием для признания недостоверными результатов энергетических обследований, выполненных в полном объеме, если точность методов определения показателей энергетической эффективности, примененных при экспресс – обследовании, ниже точности соответствующих методов, примененных при энергетическом обследовании, выполненном в полном объеме.

ББ.2.6.3 Результаты локальных энергетических обследований, выполненных в режиме экспресс – обследований, подлежат уточнению при проведении периодического (повторного) энергетического обследования.

ББ.2.6.4 Проведение экспресс – обследования может являться основанием для изменения сроков проведения периодических (повторных) энергетических обследований по согласованию с органом Госэнергонадзора России и, кроме того, вышестоящей организацией РАО «еЭС России».

ББ.2.6.5 Дополнительные условия, при которых допускается проведение энергетических обследований в режиме экспресс – обследований для различных энергообъектов, устанавливаются в соответствующих типовых программах проведения энергетических обследований энергообъектов ЭСО (Типовая программа проведения энергетических обследований тепловых электрических станций и районных котельных акционерных обществ энергетики и электрификации России: РД 153-34.1-09.163-00.- М.: СПО ОРГРЭС, 2000), (Типовая программа проведения энергетических обследований систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)), (Типовая программа проведения энергетических обследований гидроэлектростанций: РД 153-34.2-09.165-00.- М.), (Типовая программа

проведения энергетических обследований подразделений электрических сетей: РД 153-34.2-09.166-00.- М.).

ББ.2.6.6 Результаты экспресс – обследования подлежат оформлению в соответствии с требованиями, указанными в настоящем Положении, применительно к конкретному виду энергетического обследования, проводимого в режиме экспресс – обследования, и требованиям типовых программ проведения энергетических обследований энергообъектов ЭСО (Типовая программа проведения энергетических обследований тепловых электрических станций и районных котельных: РД 153-34.1-09.163-00.- М.: СПО ОРГРЭС, 2000), (Типовая программа проведения энергетических обследований систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)), (Типовая программа проведения энергетических обследований гидроэлектростанций: РД 153-34.2-09.165-00.- М.), (Типовая программа проведения энергетических обследований подразделений электрических сетей РД 153-34.2-09.166-00.- М.).

ББ.3 Требования к энергоаудиторам, их права, ответственность и обязанности

ББ.3.1 Энергоаудиторы, проводящие энергетические обследования энергообъектов в рамках настоящего Положения, должны отвечать требованиям, указанным в № 261-ФЗ, а также в настоящем Положении. Энергоаудиторы согласно указанным документам должны:

а) обладать правами юридического лица;

б) иметь лицензию (разрешение) Минтопэнерго России на право проведения энергетических обследований, выдаваемую в установленном порядке; кроме того, иметь соответствующие лицензии на право проведения работ, выполняемых в период энергетического обследования (испытаний оборудования и систем, диагностирования технического состояния, расчетов технико-экономических показателей и др.), определяемых соответствующими типовыми программами проведения энергетических обследований организаций и подлежащих лицензированию в соответствующих государственных органах;

в) иметь аккредитацию в региональном (территориальном) органе Госэнергонадзора России; энергоаудиторам, не прошедшим (в соответствии с аккредитацию в региональном (территориальном) органе Госэнергонадзора России на момент получения от ЭСО заявки на проведение энергетического обследования, разрешается проходить аккредитацию в региональном (территориальном) органе Госэнергонадзора России после обращения ЭСО;

г) иметь аккредитацию в качестве энергоаудитора энергообъектов ЭСО, при этом область аккредитации должна соответствовать типу обследуемого энергообъекта (виду оборудования – для локального энергетического обследования) с учетом требований разд. 4 настоящего Положения;

д) иметь опыт выполнения работ в области деятельности, соответствующей области аккредитации:

- проведение обследований энергетического оборудования и систем;
- проведение испытаний и диагностики технического состояния энергетического оборудования и (или) систем;

- определение нормативных и фактических показателей энергетической эффективности (топливоиспользования, расходов и потерь энергии и ресурсов) на объектах электро- и теплоэнергетики;
- проведение технико-экономических расчетов эффективности применения энергетического оборудования, реконструкции объектов энергетики, мероприятий по повышению надежности;
- оценка экологических последствий рекомендуемых мероприятий;
- оценка разрабатываемых технических решений (мероприятий) в части соблюдения требований действующих нормативно-технических документов, определяющих уровень надежности, безопасности технологических процессов и энергоснабжения, охраны труда, показателей качества энергии и теплоносителей при их отпуске потребителям (абонентам), а также договорных обязательств с потребителями вырабатываемой энергии, с поставщиками первичных энергоресурсов (топлива) и покупной энергии;

Е) располагать квалифицированным и аттестованным персоналом:

- имеющим стаж работы на предприятиях энергетики (эксплуатирующих, научно-исследовательских, проектных, наладочных и т.п.) не менее 5 лет;
- имеющим удостоверения о сдаче экзаменов на знание ПТЭ электрических станций и сетей, ПТБ, ПУЭ и других НТД;
- обладающим (при необходимости) соответствующими допусками к сведениям и информации, составляющим коммерческую или государственную тайну;

ж) иметь необходимое методическое, инструментальное, приборное обеспечение:

- располагать действующими методиками, инструкциями и другими нормативно-техническими документами, регламентирующими выполнение работ, необходимых при проведении энергетических обследований и определяемых соответствующими типовыми программами проведения обследований энергообъектов ЭСО (Типовая программа проведения энергетических обследований тепловых электрических станций и районных котельных: РД 153-34.1-09.163-00.- М.: СПО ОРГРЭС, 2000), (Типовая программа проведения энергетических обследований систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)), (Типовая программа проведения энергетических обследований гидроэлектростанций: РД 153-34.2-09.165-00.- М.), (Типовая программа проведения энергетических обследований подразделений электрических сетей: РД 153-34.2-09.166-00.- М.);
- обладать необходимыми приборами с не просроченными отметками о госповерке, методиками выполнения измерений, аттестованными в установленном порядке. Применяемые приборы, методы и точность измерений должны соответствовать требованиям, определяемым нормативными документами в соответствии с типовыми программами проведения обследований энергообъектов ЭСО (Типовая программа проведения энергетических обследований тепловых электрических станций и районных котельных: РД 153-34.1-09.163-00.- М.: СПО ОРГРЭС, 2000), (Типовая программа проведения энергетических обследований систем транспорта и распределения теп-

ловой энергии (тепловых сетей)), (Типовая программа проведения энергетических обследований гидроэлектростанций: РД 153-34.2-09.165-00.- М.), (Типовая программа проведения энергетических обследований подразделений электрических сетей: РД 153-34.2-09.166-00.- М.).

ББ.3.2 Энергоаудиторыв дополнение к правам в соответствии с № 261-ФЗ имеют право:

а) претендовать на проведение энергетических обследований энергообъектов ЭСО в пределах установленной области аккредитации;

б) претендовать на расширение области аккредитации при условии предъявления экспертной организации, отвечающему за отраслевую аккредитацию, документов, в полной мере подтверждающих выполнение предъявляемых к энергоаудиторам требований, установленных нормативными и распорядительными документами

в) оспаривать в порядке подчиненности заключения отраслевой экспертной организации или решения органа управления, ответственного за аккредитацию, при этом решение вышестоящего органа управления по спорному вопросу является окончательным;

г) требовать от организации, эксплуатирующей обследуемый энергообъект, предоставления необходимой информации и документации при подготовке и проведении энергетических обследований в соответствии с настоящим Положением и типовыми программами энергетических обследований соответствующих энергообъектов и в пределах своей области аккредитации;

д) участвовать во всех стадиях рассмотрения результатов внеочередных энергетических обследований, выполненных органами Госэнергонадзора России или другими энергоаудиторами, если внеочередные энергетические обследования выявили нарушения, допущенные данным энергоаудитором, или проводились с целью проверки результатов энергетических обследований, проведенных ранее данным энергоаудитором.

ББ.3.3 Энергоаудиторы, проводящие энергетические обследования энергообъектов в рамках настоящего Положения, в дополнение к ответственности в соответствии с несут ответственность за:

а) недостоверные сведения, представленные ими при прохождении аккредитации;

б) недостоверные результаты энергетических обследований, допущенные по их вине и подтвержденные результатами внеочередных обследований;

в) возникшие по их вине нарушения в работе обследуемого энергообъекта и повлекшие за собой материальный ущерб в результате действий, не согласованных с организацией, эксплуатирующей энергообъект;

г) разглашение сведений, содержащих коммерческую и государственную тайну, в пределах, установленных действующим законодательством и внутренними распорядительными документами, не противоречащими соответствующим федеральным требованиям;

д) нарушение сроков передачи в орган управления и в региональный (территориальный) орган Госэнергонадзора России результатов энергетических обследований, определенных настоящим Положением.

ББ.3.4 Энергоаудиторы, проводящие энергетические обследования в рамках настоящего Положения, обязаны руководствоваться в своей деятельности требованиями действующего законодательства Российской Федерации, нормативных документов федерального значения, регионального законодательства субъекта Федерации, на территории которого расположен подвергаемый энергетическому обследованию энергообъект, собственного Устава и других нормативных документов, действующих на энергообъектах.

ББ.4 Порядок аккредитации энергоаудиторов на право проведения энергетических обследований энергообъктов

ББ.4.1 Общий порядок аккредитации энергоаудиторов на право проведения энергетических обследований энергообъектов ЭСО устанавливается настоящим Положением, другими распорядительными документами вышестоящих органов.

ББ.4.2 Функции органов управления, ответственных за проведение аккредитации энергоаудиторов, дополнительные условия и требования к энергоаудиторам, перечень организаций, уполномоченных осуществлять экспертизу при прохождении энергоаудиторами аккредитации, порядок проведения экспертизы, не оговоренные настоящим Положением, устанавливаются соответствующими распорядительными документами.

ББ.4.3 Аккредитация энергоаудиторов проводится по областям аккредитации, указанным ниже.

Допускается проведение аккредитации энергоаудитора одновременно по нескольким областям аккредитации.

ББ.4.4 Устанавливаются следующие основные области аккредитации:

а) энергетические обследования ЭСО, проводимые в полном объеме (не локальные), в том числе в режиме экспресс – обследований, включая первичные, периодические (повторные), внеочередные, а также (по согласованию с Департаментом государственного энергетического надзора и энергосбережения Минтопэнерго России), предпусковые (предэксплуатационные):

- межсистемные электрические сети;
- электростанции;

б) энергетические обследования энергообъектов организаций, проводимые в полном объеме (не локальные), в том числе в режиме экспресс – обследований, включая первичные, периодические (повторные), внеочередные, а также (по согласованию с Департаментом государственного энергетического надзора и энергосбережения Минтопэнерго России) предпусковые (предэксплуатационные):

- тепловые электрические станции и районные котельные;
- районные котельные;
- гидравлические электрические станции;
- электрические сети;
- тепловые сети;

в) локальные энергетические обследования (по видам оборудования или ТЭР), в том числе проводимые в режиме экспресс – обследований: отдельные группы, виды и типы энергетического оборудования, сооружений и другие с учетом рабочих параметров, видов топлива, теплоносителей и т.п.

ББ.4.5 Допускается сужение или расширение областей аккредитации с учетом типов, групп энергетического оборудования, рабочих параметров оборудования и систем, видов топлива, теплоносителей и т.п. с соблюдением принципа поглощения частных областей аккредитации более общими.

ББ.4.6 Энергоаудитор, желающий получить аккредитацию, оформляет заявку в орган управления, отвечающий за аккредитацию, в которой указывает область аккредитации. К заявке энергоаудитор прикладывает документы, подтверждающие выполнение требований, предъявляемых к энергоаудиторам в соответствии с Федеральным законом «Об энергосбережении» от 3 апреля 1996 г. № 28-ФЗ, Правилами проведения энергетических обследований организаций (Утверждены Минтопэнерго России 25.03.98 г.) и настоящим Положением. Перечень и формы документов устанавливаются нормативными документами и решениями органа управления, отвечающего за аккредитацию

ББ.4.7 Орган управления, отвечающий за аккредитацию:

а) в установленные нормативными документами сроки рассматривает заявку энергоаудитора;

б) в соответствии с областью аккредитации, на которую претендует энергоаудитор, назначает уполномоченную экспертную организацию для проведения экспертизы энергоаудитора и составления заключения по представленным энергоаудитором документам;

в) на основании заключения уполномоченной экспертной организации устанавливает область аккредитации и выдает энергоаудитору соответствующие документы на право проведения энергетических обследований энергообъектов

ББ.5 Права и обязанности обследуемых организаций

ББ.5.1 Организации, энергообъекты которых подвергаются энергетическим обследованиям, имеют право:

а) осуществлять выбор энергоаудитора для проведения энергетических обследований из числа аккредитованных энергоаудиторов;

б) оспаривать результаты энергетических обследований при возникновении у них сомнений в достоверности полученных результатов в случае их подтверждения результатами внеочередных энергетических обследований;

в) требовать компенсации документально подтвержденных понесенных затрат и причиненного ущерба в результате действий организаций, проводивших энергетические обследования, в установленном действующим законодательством порядке.

ББ.5.2 ЭСО, энергообъекты которых подвергаются энергетическим обследованиям, несут ответственность за:

а) недостоверность предоставленных организацией, проводящей энергетическое обследование, сведений, документации, информации, отчетности, повлекшей за собой искажение результатов энергетического обследования, выявленного в результате внеочередных энергетических обследований;

б) утерю, порчу имущества (приборов, оборудования, спецодежды, документации и т.п.) организаций, проводящих энергетические обследования, взятого на

ответственное хранение, в соответствии с действующим законодательством, в размере причиненного ущерба.

ББ.5.3 ЭСО, энергообъекты которых подвергаются энергетическим обследованиям, обязаны:

а) обеспечивать проведение энергетических обследований в пределах сроков, установленных органами Госэнергонадзора России и вышестоящими органами управления ;

б) оказывать необходимое содействие организации, проводящей энергетическое обследование в пределах требований настоящего Положения;

в) назначить лицо, ответственное за проведение обследования;

г) обеспечить доступ персонала организации, проводящей энергетическое обследование, к обследуемым объектам;

д) предоставлять собственный персонал для сопровождения и помощи в проведении энергетического обследования;

Е) устанавливать режимы работы оборудования, необходимые для проведения измерений, если это не противоречит требованиям технологии и безопасности;

ж) принимать на ответственное хранение приборы, оборудование, спецодежду, документацию и т.п., принадлежащие организации, проводящей энергетическое обследование, обеспечивать их сохранность, в том числе при установке на действующем оборудовании при проведении работ, предусмотренных программой энергетического обследования;

и) предоставлять при необходимости обустроенные рабочие места (помещения) для работы персонала организации, проводящей энергетическое обследование, на территории обследуемого объекта или в непосредственной близости к обследуемому объекту, а в случае места нахождения предоставляемого помещения в значительной удаленности от обследуемого объекта – транспорт для доставки персонала указанной организации на энергообъект и обратно;

к) предоставлять информацию, необходимую как при составлении программы энергетического обследования, так и при непосредственном проведении энергетического обследования:

- необходимую техническую и технологическую документацию (исполнительные схемы энергетических коммуникаций, данные о топливо- и энергоиспользующем оборудовании, приборах учета ТЭР, режимные карты и т.д.);
- данные технологического и коммерческого учета отпуска и потребления ТЭР;
- документы по хозяйственно-финансовой деятельности (отраслевые и межотраслевые нормы и нормативы, тарифы, лимиты потребления, договоры на поставку ТЭР и на пользование электрической энергией (мощностью), тепловой энергией (мощностью), теплоносителями (пар, горячая вода), учет складских запасов топлива, данные потребления ТЭР на собственные нужды, по переданным транзитом ТЭР и отпущенным другим потребителям, по потерям ТЭР и т.д.);
- результаты периодических испытаний оборудования (систем), нормативные и фактические энергетические характеристики оборудования (систем);

- статистическую отчетность организации о выработке и отпуске энергии (мощности) и использовании ТЭР в натуральном и стоимостном выражении;
- при повторном и внеочередном обследованиях – энергетический паспорт, топливно-энергетический баланс, отчеты о проведении предыдущих энергетических обследований;
- результаты выполнения рекомендованных энергосберегающих мероприятий;
- другие сведения в соответствии с типовыми программами проведения энергетических;

л) в десятидневный срок сообщать в органы управления, отвечающие за аккредитацию энергоаудиторов, и в региональный (территориальный) орган Госэнергонадзора России информацию об энергоаудиторах, допустивших по их вине искажение или получение недостоверных результатов энергетических обследований, что подтверждено результатами внеочередных энергетических обследований;

м) хранить результаты энергетических обследований и предоставлять органам Госэнергонадзора России по их требованию.

ББ.6 Примерная последовательность работ при проведении энергетических обследований

Для всех видов энергообъектов предусматривается, как правило, проведение следующих основных этапов энергетического обследования:

- предварительный;
- ознакомительный;
- подготовительный;
- измерительный (испытательный);
- аналитический;
- обобщающий;
- согласовательный.

В зависимости от конкретных технических, функциональных, технологических и других особенностей обследуемого энергообъекта допускаются изменения в составе и последовательности работ и этапов.

ББ.6.1 Предварительный этап

На предварительном этапе, который проводится после принятия решения о проведении энергетического обследования, осуществляются все необходимые работы, обусловленные процедурой выбора обследуемой организацией энергоаудитора, а именно:

а) определение круга организаций – энергоаудиторов, имеющих аккредитацию при РАО «еЭС России» в соответствующей области деятельности;

б) подготовка исходной документации и оформление заявок энергоаудиторам и территориальному органу Госэнергонадзора России на проведение энергетического обследования;

в) подготовка организацией, претендующей на проведение энергетического обследования, предварительной технической программы энергетического обследования, определение сроков и стоимости работ;

г) рассмотрение обследуемой организацией предложений энергоаудиторов и выбор энергоаудитора;

д) оформление договора на проведение энергетического обследования между организацией, энергообъекты которой подвергаются энергетическому обследованию, и организацией, выполняющей энергетическое обследование.

ББ.6.2 Ознакомительный этап

На ознакомительном этапе предусматриваются, как правило, следующие виды работ:

а) сбор и подготовка дополнительных материалов, требуемых организации, проводящей энергетическое обследование, для более детального ознакомления с режимами работы оборудования и энергообъекта в целом, схемами, потоками энергии и энергоносителей в зависимости от режимов, времени года и т.п., статистической отчетностью и др.;

б) проведение анализа собранной информации, составление детального перечня работ, необходимых для проведения инструментального и расчетного определения показателей энергоэффективности;

в) анализ полноты выполнения регламентных (в соответствии с требованиями нормативно-технических документов) видов работ, результаты которых являются исходными данными для проведения энергетического обследования, определение и согласование с обследуемой организацией сроков проведения регламентных работ, по которым нарушена установленная периодичность;

г) определение необходимого дополнительного (сверхустановленных штатных средств измерений) приборного оснащения;

д) составление перечня подготовительных мероприятий, включая перечень невыполненных регламентных работ, сроков выполнения.

ББ.6.3 Подготовительный этап

На подготовительном этапе проводится реализация перечня подготовительных работ, определенных на предыдущем этапе.

ББ.6.4 Измерительный (испытательный)

На данном этапе проводятся:

а) необходимые приборные измерения (испытания), в том числе с использованием штатных и дополнительных средств измерений;

б) обработка результатов измерений;

в) представление результатов измерений в виде, необходимом для проведения дальнейшего анализа.

ББ.6.5 Аналитический этап

На аналитическом этапе проводятся:

а) анализ собранной информации и результатов измерений;

б) расчет нормативных и фактических показателей энергоэффективности отдельных видов оборудования;

в) приведение нормативных и фактических показателей в сопоставимые условия;

г) сопоставление фактических показателей с нормативными (нормируемыми) значениями;

д) выявление и анализ причин несоответствия фактических показателей энергоэффективности и нормативных (нормируемых) значений;

Е) определение значений энерго- и ресурсосберегающего потенциала по каждому отдельному показателю, по видам оборудования.

ББ.6.6 Обобщающий этап

На данном этапе проводятся:

а) обобщение результатов анализа использования ТЭР по группам оборудования энергообъекта, видам энергоносителей и т.п.;

б) определяются предварительные организационные, технические и другие меры по повышению энергоэффективности работы оборудования и энергообъекта в целом, определяется перечень дополнительных работ, необходимых для определения конкретных энергосберегающих мероприятий;

в) проводится анализ разработанных мер по выполнению требований нормативных документов, действующих договоров в части надежности, безопасности, охраны труда, охраны окружающей среды, по качеству энергии и других, исключаются мероприятия, не удовлетворяющие требованиям нормативных документов и договоров;

г) определяется экономия ТЭР в количественном выражении, достигаемая в случае реализации рекомендуемых мер и мероприятий, проводится количественная оценка изменения других показателей, влияющих на экономическую эффективность работы энергообъекта (повышение или понижение численности персонала, уровня надежности, затрат на ремонт и т.п.);

д) определяется возможный состав затрат на реализацию каждого мероприятия и возможные сроки реализации;

Е) определяются экономический эффект от реализации рекомендуемых мер и мероприятий и сроки окупаемости;

ж) рассматриваются рекомендуемые меры и мероприятия совместно организацией, проводящей энергетическое обследование, и обследуемой организацией.

ББ.6.7 Согласовательный этап

На данном этапе проводятся:

а) составление отчета о проведенном энергетическом обследовании энергообъекта;

б) составление энергетического паспорта и топливно-энергетического баланса энергообъекта;

в) составление перечней рекомендуемых организационных, технических и других мер, состава работ, необходимых для определения конкретных энергосберегающих мероприятий, а также перечня рекомендуемых энергосберегающих мероприятий с указанием расчетных значений энергетической и экономической эффективности от их проведения, сроков окупаемости;

г) согласование и утверждение результатов энергетического обследования в установленном настоящим Положением порядке.

ББ.7 Порядок взаимодействия органов Госэнергонадзора России, ЭСО, а также аккредитованных энергоаудиторов при организации энергетических обследований

ББ.7.1 Общее руководство и координацию работ по проведению энергетических обследований энергообъектов ЭСО, информационно-методическому обеспечению, ведению баз данных по энергоэффективности энергообъектов, проведению энергосберегающих мероприятий и их эффективности, организации аккредитации энергоаудиторов осуществляют органы управления, определяемые приказами и распоряжениями вышестоящих организаций, во взаимодействии с Департаментом государственного энергетического надзора и энергосбережения Минтопэнерго России, головной и базовыми организациями по научно-техническому и методологическому сопровождению энергетических обследований организаций отрасли "электроэнергетика" в соответствии с Приказом Министерства топлива и энергетики Российской Федерации от 5.10.99 г. № 324 «О научно-техническом сопровождении проведения обязательных энергетических обследований энергоемких предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса и внедрени).

ББ.7.2 Энергетические обследования энергообъектов ЭСО проводятся по графикам, согласованным с соответствующими региональными (территориальными) органами Госэнергонадзора России. Указанные в графиках сроки проведения энергетических обследований энергообъектов не должны противоречить установленной периодичности проведения энергетических обследований, а также учитывать установленную периодичность других работ, регламентированных действующими государственными нормативными документами.

Графики проведения энергетических обследований энергообъектов должны являться составной частью программ энергосбережения ЭСО.

В графиках проведения энергетических обследований указываются наименование энергообъекта, подлежащего энергетическому обследованию, наименование организации, эксплуатирующей энергообъект, вид энергетического обследования и срок его проведения, дата проведения и вид предыдущего энергетического обследования, полные названия и адреса энергоаудиторов, с которыми согласовано проведение энергетического обследования каждого энергообъекта, территориальный орган Госэнергонадзора России, осуществляющий надзор за эффективным использованием ТЭР по каждому энергообъекту. Для энергообъектов, на которых запланировано проведение предпусковых (предэксплуатационных) энергетических обследований, указываются сроки проведения и наименование энергоаудиторов, установленных органом Госэнергонадзора России. Для энергообъектов, на которых запланировано проведение внеочередных энергетических обследований, указываются сроки, установленные организацией, инициировавшей такие обследования, причины их проведения.

ББ.7.3 Орган управления, отвечающий за аккредитацию энергоаудиторов, с установленной периодичностью предоставляет другим органам управления (департаментам, дирекции, региональным представительствам), всем организациям, эксплуатирующим энергообъекты, Департаменту государственного энергетического надзора и энергосбережения Минтопэнерго России сведения по энергоаудиторам, прошедшим аккредитацию с указанием установленных областей аккредитации, а также уведомляет о своих решениях по изменению области аккредитации энергоаудиторов, допустивших нарушения, или по другим причинам (причина

указывается). При этом орган управления, отвечающий за аккредитацию, должен своевременно рассматривать объективную информацию о нарушениях, допущенных энергоаудиторами, причины и последствия выявленных нарушений, на основании чего имеет право принять решение о сужении области или полном лишении аккредитации энергоаудитора, допустившего нарушения.

ББ.7.4 Органы управления, отвечающие за координацию проведения энергетических обследований, ведение баз данных по энергоэффективности энергообъектов ЭСО, периодически уведомляют Департамент государственного энергетического надзора и энергосбережения Минтопэнерго России и/или региональные органы Госэнергонадзора России о сводных результатах энергетических обследований энергообъектов .

ББ.7.5 ЭСО намечает срок проведения энергетических обследований каждого энергообъекта в соответствии с графиком и заблаговременно направляет соответствующую официальную заявку на проведение энергетических обследований энергоаудиторам, отвечающим требованиям, установленным настоящим Положением, и имеющим соответствующую область аккредитации . В заявке указывается наименование энергообъекта, вид энергетического обследования, сроки проведения обследования и другие сведения по усмотрению ЭСО.

ББ.7.6 Энергоаудитор, претендующий на проведение энергетического обследования энергообъекта, представляет в ЭСО, эксплуатирующую данный энергообъект, копии документов, подтверждающих право проведения энергетических обследований на энергообъектах в соответствии с настоящим Положением, перечень сведений, необходимых ему для составления предварительной программы проведения энергетического обследования, определения стоимости работ и сроков.

ББ.7.7 ЭСО должна рассмотреть представленные энергоаудиторами документы, и предоставить необходимые сведения для составления предварительной программы проведения энергетического обследования, определения стоимости работ и сроков.

ББ.7.8 После поступления в ЭСО от энергоаудиторов составленных ими технических предложений по проведению энергетического обследования, предварительной программы энергетического обследования, предложений по стоимости работ и срокам ЭСО принимает окончательное решение о выборе энергоаудитора.

При выборе энергоаудиторов целесообразно отдавать предпочтение энергоаудиторам, проводящим энергетические обследования энергообъектов на комплексной основе по наибольшему количеству показателей энергоэффективности. Выбор энергоаудиторов должен осуществляться, как правило, на конкурсной основе.

ББ.7.9 До начала проведения энергетического обследования энергоаудитор должен проинформировать региональный (территориальный) орган Госэнергонадзора России о сроках, видах проводимого энергетического обследования и наименовании энергообъекта и пройти аккредитацию в данном органе Госэнергонадзора России (если он ранее не был аккредитован в этом органе).

ББ.7.10 Перед началом проведения энергетического обследования организация, проводящая его, составляет и согласовывает с обследуемой организацией

программу проведения энергетического обследования, которая не должна противоречить типовой программе проведения энергетических обследований соответствующего энергообъекта (Типовая программа проведения энергетических обследований тепловых электрических станций и районных котельных акционерных обществ энергетики и электрификации России: РД 153-34.1-09.163-00.- М.: СПО ОРГРЭС, 2000), (Типовая программа проведения энергетических обследований систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)), (Типовая программа проведения энергетических обследований гидроэлектростанций: РД 153-34.2-09.165-00.- М.), (Типовая программа проведения энергетических обследований подразделений электрических сетей АО-энерго: РД 153-34.2-09.166-00.- М.).

ББ.7.11 На начальных стадиях энергетического обследования энергоаудитор по результатам детального ознакомления с полученными на энергообъекте сведениями может внести изменения в ранее согласованную программу энергетического обследования, при этом потребовать от организации, эксплуатирующей энергообъект, проведения регламентных работ или предоставления дополнительных материалов, которые в соответствии с типовыми программами проведения энергетических обследований энергообъектов ЭСО должны являться исходными данными при проведении энергетического обследования.

ББ.7.12 Энергоаудитор должен руководствоваться данными технологического и коммерческого учета и отчетности, имеющимися на обследуемом энергетическом объекте, если эти данные не противоречат требованиям действующих нормативных документов и могут быть использованы в соответствии с (Типовая программа проведения энергетических обследований тепловых электрических станций и районных котельных акционерных обществ энергетики и электрификации России: РД 153-34.1-09.163-00.- М.: СПО ОРГРЭС, 2000), (Типовая программа проведения энергетических обследований систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)), (Типовая программа проведения энергетических обследований гидроэлектростанций: РД 153-34.2-09.165-00.- М.), (Типовая программа проведения энергетических обследований подразделений электрических сетей АО-энерго: РД 153-34.2-09.166-00.- М.).

При отсутствии необходимых сведений или при их недостаточной достоверности энергоаудитор использует другие (в том числе с применением дополнительных средств измерений) методы определения показателей энергоэффективности, допущенные к применению (Типовая программа проведения энергетических обследований тепловых электрических станций и районных котельных: РД 153-34.1-09.163-00.- М.: СПО ОРГРЭС, 2000), (Типовая программа проведения энергетических обследований систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)), (Типовая программа проведения энергетических обследований гидроэлектростанций: РД 153-34.2-09.165-00.- М.), (Типовая программа проведения энергетических обследований подразделений электрических сетей: РД 153-34.2-09.166-00.- М.).

ББ.7.13 По результатам проведения энергетического обследования оформляются документы в соответствии с требованиями разд. 8 настоящего Положения.

ББ.8 Порядок оформления и согласования результатов энергетических обследований

ББ.8.1 По завершении энергетического обследования энергоаудитор оформляет следующий комплект документации, по форме и содержанию удовлетворяющей требованиям типовых программ проведения энергетических обследований энергообъектов (далее – результаты энергетических обследований):

- отчет о проведении энергетического обследования;
- топливно-энергетический баланс;
- энергетический паспорт;
- рекомендации (программу) по повышению эффективности использования ТЭР и снижению затрат на топливо- и энергообеспечение.

ББ.8.2 В результатах энергетического обследования должна быть дана оценка эффективности использования ТЭР в организации, раскрыты причины выявленных нарушений при их использовании, выявлены имеющиеся резервы экономии ТЭР, предложены технические и организационные энергосберегающие решения и меры с указанием прогнозируемой экономии в физическом и денежном выражении, стоимости их реализации, ожидаемого экономического эффекта от реализации предложенных решений.

ББ.8.3 Рекомендации по энергосбережению и рациональному использованию ТЭР должны обеспечивать экологические характеристики оборудования и технологических процессов, уровень безопасности и комфортности работы персонала, надежность и безопасность технологических процессов, показателей качества энергии и теплоносителей не ниже требований, установленных соответствующими нормативными документами и договорами на пользование электрической и тепловой энергией (энергоснабжения) с потребителями энергии (абонентами).

ББ.8.4 Результаты энергетических обследований подписываются уполномоченными представителями организации, проводившей энергетическое обследование, и организации, эксплуатирующей энергообъект.

После подписания результатов энергетических обследований в них запрещается вносить изменения и дополнения. При наличии разногласий окончательное решение принимает уполномоченный представитель организации, проводившей энергетическое обследование.

Уполномоченный представитель организации, эксплуатирующей энергообъект, не согласный с указанным решением, вправе изложить свое собственное мнение, которое прилагается к результатам энергетических обследований и является неотъемлемой их частью.

ББ.8.5 Результаты энергетических обследований доводятся до сведения руководителя организации, эксплуатирующей энергообъект, которые им подписываются. В случае его отказа от подписи в результатах энергетических обследований делается соответствующая запись.

ББ.8.6 Энергоаудитор передает результаты энергетических обследований не менее чем в трех экземплярах в ЭСО, эксплуатирующую энергообъект, а в десятидневный срок после их подписания передает энергетический паспорт региональному (территориальному) органу Госэнергонадзора России на согласование.

ББ.8.7 Региональный (территориальный) орган Госэнергонадзора России в десятидневный срок проверяет полученный от энергоаудитора энергетический паспорт обследованного энергообъекта на соответствие его требованиям государственных нормативных документов и согласовывает энергетический паспорт либо передает энергоаудитору обоснованный отказ в согласовании.

Порядок согласования энергетических паспортов энергообъектов ЭСО устанавливается соответствующими решениями Департамента государственного энергетического надзора и энергосбережения Минтопэнерго России.

ББ.8.8 Утвержденный и согласованный энергетический паспорт энергообъекта передается:

- организации, эксплуатирующей обследованный энергообъект;
- энергоаудитору, проводившему энергетическое обследование;
- региональному (территориальному) органу Госэнергонадзора России.

ББ.8.9 Копии энергетического паспорта, топливно-энергетического баланса, рекомендаций (программы) по повышению эффективности использования ТЭР и снижению затрат на топливо- и энергообеспечение направляются в вышестоящую организацию ЭСО.

ББ.8.10 Энергетическое обследование каждой ЭСО выполняется энергоаудитором или органом Госэнергонадзора России на основании результатов энергетических обследований отдельных энергообъектов, находящихся в ведении данной организации, с составлением сводных отчета, топливно-энергетического баланса, энергетического паспорта и перечня энергосберегающих мероприятий с технико-экономической оценкой их эффективности.

Сводные результаты энергетического обследования должны содержать сведения, приведенные в приложении к настоящему Положению.

ББ.8.11 Сводные результаты энергетического обследования по каждой ЭСО, полученные от энергоаудитора, передаются этой организацией на согласование в региональные представительства. Другие организационные структуры управления, в которые дополнительно передаются результаты энергетических обследований или отдельных энергообъектов, находящихся в их ведении, определяются приказами и распоряжениями вышестоящих организаций.

ББ.9 Финансирование энергетических обследований

ББ.9.1 Финансирование обязательных энергетических обследований ЭСО осуществляется за счет средств, включаемых в себестоимость выпускаемой продукции и оказываемых услуг в соответствии с (Постановление Правительства Российской Федерации от 4 февраля 1997 г. № 121), либо за счет средств, предусматриваемых решениями федеральной и региональных энергетических комиссий в соответствии с (Постановление Правительства Российской Федерации от 15 июня 1998 г. № 588).

ББ.9.2 При отсутствии источников финансирования, указанных в п. ББ.9.1, ЭСО вправе предусмотреть другие источники финансирования энергетических обследований в пределах действующего законодательства и требований нормативных документов.

Приложение ББ.А
Сведения, включаемые в энергетический паспорт и топливно-энергетический баланс ДЗО (ТГК) по результатам энергетических обследований энергообъектов, входящих в ДЗО (ТГК)

ББ.А.1 Общие сведения, характеризующие ЭСО:

ББ.А.1.1 Полное наименование организации, ее юридический и почтовый адреса, банковские реквизиты, телефон, факс, код электронной почты, фамилии, имена, отчества генерального директора и главного инженера.

ББ.А.1.2 Вид собственности.

ББ.А.1.3 Наименование регионального представительства.

ББ.А.2 Краткие сведения об организации, проводившей энергетическое обследование ЭСО (составлявшей сводный энергетический паспорт и топливно-энергетический баланс ДЗО (ТГК)):

ББ.А.2.1 Полное наименование организации, ее юридический и почтовый адреса, банковские реквизиты, телефон, факс, код электронной почты, фамилии, имена, отчества генерального директора и главного инженера.

ББ.А.2.2 По энергоаудиторам указываются: номер лицензии, кем выдана, дата выдачи, область аккредитации , дата получения аккредитации, кем выдана.

ББ.А.3 Полные наименования всех энергообъектов, входящих в ЭСО, с указанием даты проведения энергетических обследований, их видов, наименований организаций, проводивших энергетические обследования, дат утверждения энергетических паспортов для каждого энергообъекта.

ББ.А.4 Для ТЭС и районных котельных указываются обобщенные показатели по группам оборудования в соответствии с принятой в отрасли классификацией:

Таблица ББ.А.1

Наименование группы оборудования		КОД
Полное	Сокращенное	
Всего по ТЭС+РК ДЗО (ТГК)	Всего	98
Всего по ТЭС ДЗО (ТГК)	Всего ТЭС	97
Конденсационные энергоблоки мощностью, МВт:		
1200	Блоки 1200	1
800	Блоки 800	2
500	Блоки 500	3
300	Блоки 300К	4
200	Блоки 200К	7
150	Блоки 150К	8
Энергоблоки с регулируемым отбором пара мощностью, МВт:		
300	Блоки 300Т	54
200	Блоки 200Т	57
150	Блоки 150Т	58
КЭС 90 кгс/см^2	КЭС-90	11
ТЭЦ 240 кгс/см^2	ТЭЦ-240	5
ТЭЦ 130 кгс/см^2 без промперегрева	ТЭЦ-130	10
ТЭЦ 130 кгс/см^2 с промперегревом	ТЭЦ-130ПП	59
ТЭЦ 90 кгс/см^2	ТЭЦ-90	12

Наименование группы оборудования		КОД
Полное	Сокращенное	
Несерийное отечественное оборудование *	Несерийное	6
Парогазовые установки	ПГУ	16
Газотурбинные установки	ГТУ	17
Прочее оборудование **	Прочее	21
Пусковые котельные действующих ТЭС	КП	18
Пиковые водогрейные котлы	ПВК	20
Районные котельные	РК	19

Примечания:

*Включаются энергоблоки с турбинами СВК-150-1 Черепетской ГРЭС, паросиловая часть МГД-установки ГРЭС-24 Мосэнерго.

** Включается оборудование иностранных фирм на давление пара 60-120 кгс/см^2, конденсационное и теплофикационное оборудование на давление пара до 45 кгс/см^2, энергопоезда и дизельные установки, солнечные и геотермальные электростанции.

Предлагаемый состав показателей для ТЭС:

ББ.А.4.1 Среднегодовое значение установленной электрической мощности.

ББ.А.4.2 Среднегодовое значение установленной тепловой мощности с разбивкой по источникам генерации (отборы турбин, РОУ, ПВК) и видам теплоносителей (горячая вода, пар).

ББ.А.4.3 Коэффициенты использования (число часов использования) установленной электрической и тепловой мощности.

ББ.А.4.4 Коэффициент технического использования (готовности к несению нагрузки) по энергоблокам мощностью 150-1200 МВт.

ББ.А.4.5 Выработка электроэнергии, в том числе по теплофикационному циклу.

ББ.А.4.6 Отпуск тепла, в том числе отработавшим паром отборов турбин.

ББ.А.4.7 Среднегодовая структура сожженного топлива и его характеристика (теплотворная способность, зольность, влажность).

ББ.А.4.8 Фактические и нормативные значения расходов электроэнергии на собственные нужды, относимые на производство электроэнергии и отпуск тепла.

ББ.А.4.9 Фактические, номинальные и нормативные значения удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию.

ББ.А.4.10 Годовые значения величин перерасходов топлива из-за отклонения фактических показателей оборудования от нормативных с разбивкой по составляющим (по отчетным данным по макету 15505):

Составляющие резерва тепловой экономичности турбоагрегатов в пересчете на условное топливо, т

Группа оборудования	Общий резерв (сумма гр. 14 и 24)	Удельный расход тепла брутто										Расход электроэнергии на собственные нужды	
		Всего	В том числе							Неплановые пуски	Работа в одно-корпусном режиме	Всего	В том числе на циркуляционные насосы
			Давление пара				Температура						
			свежего	в регулируемых отборах	в конденсаторе турбины		свежего пара	пара после промежуточного пароперегревателя	питательной воды				
					всего	в том числе температурный напор							
А	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25

Составляющие резерва тепловой экономичности котлов в пересчете на условное топливо, т

Группа оборудования	Общий резерв (сумма гр. 28, 34 и 38)	КПД брутто						Расход электроэнергии на собственные нужды				Расход тепла на собственные нужды
		Всего	В том числе					Всего	В том числе			
			температура уходящих газов	избыток воздуха в режимном сечении	присосы на тракте «режимное сечение – уходящие газы»	потери тепла с химической и механической неполнотой сгорания	неплановые пуски		на питательные насосы	на тягу и дутье	на пылеприготовление	
А	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38

ББ.А.5 Для районных котельных указываются:

ББ.А.5.1 Среднегодовое значение установленной тепловой мощности.

ББ.А.5.2 Коэффициенты использования (число часов использования) установленной тепловой мощности.

ББ.А.5.3 Отпуск тепла.

ББ.А.5.4 Среднегодовая структура сожженного топлива и его характеристика (теплотворная способность, зольность, влажность).

ББ.А.5.5 Фактические и номинальные значения расходов тепла на собственные нужды.

ББ.А.5.6 Фактические, номинальные и нормативные значения удельных расходов топлива на отпущенное тепло.

ББ.А.6 Для гидравлических электрических станций указываются:

ББ.А.6.1 Установленная мощность ГЭС на конец года, кВт.

ББ.А.6.2 Располагаемая мощность ГЭС на конец года, кВт.

ББ.А.6.3 Средняя за отчетный год рабочая мощность ГЭС, кВт.

ББ.А.6.4 Средняя за отчетный год установленная мощность по гидрогенераторам, кВт.

ББ.А.6.5 Число часов использования средней за отчетный год установленной мощности, ч.

ББ.А.6.6 Значение ограничения установленной мощности за год с указанием причин, кВт.

ББ.А.6.7 Максимум нагрузки, кВт.

ББ.А.6.8 Выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч.

ББ.А.6.9 Расход электроэнергии на собственные нужды, тыс. кВт·ч.

ББ.А.6.10 Удельный расход электроэнергии на собственные нужды (норма, факт), %.

ББ.А.6.11 Полный расход воды, млн. м3, на:

- выработку электроэнергии;
- холостые сбросы.

ББ.А.6.12 Коэффициент технического использования, %.

ББ.А.6.13 Среднеинтервальное значение КПД ГЭС (норма, факт), %.

ББ.А.7 Для водяных и паровых тепловых сетей, находящихся на балансе каждого энергообъекта, указываются:

ББ.А.7.1 Краткая характеристика системы транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)

ББА.7.1.1 Источник(и) теплоснабжения _____
ТЭЦ, ГРЭС, котельная, др.

ББА.7.1.2 Вид системы теплоснабжения _____

_____

открытая, закрытая, смешанная; при смешанной системе указать примерный процент преобладающего вида от общей тепловой нагрузки

ББА.7.1.3 Тепловая мощность источника (ов) тепловой энергии по теплоносителям:

вода, Гкал/ч _____

_____

установленная, располагаемая, в том числе водогрейных котлов по каждому источнику

пар, т/ч по параметрам _____

установленная, располагаемая по каждому источнику

ББА.7.1.4 Производительность водоподготовительной установки для подпитки тепловой сети, т/ч _____

установленная, располагаемая по каждому источнику тепловой энергии

ББА.7.1.5 Присоединенная тепловая нагрузка по договорам, по теплоносителям:

вода, Гкал/ч _____

всего, в том числе жилищно-коммунальный сектор, промышленность:

_____

отопление, вентиляция, горячее водоснабжение

пар, т/ч по параметрам _____

ББА.7.1.6 Расчетный температурный график _____

_____

расчетные температуры сетевой воды, наружного воздуха, температуры срезок

ББА.7.1.7 Магистрали водяных и паровых тепловых сетей, отходящие от источника(ов) тепла, по видам теплоносителя:

вода, пар _____

наименование источника, наименование магистралей, диаметр трубопроводов

_____

на головном участке

ББА.7.1.8 Протяженность (км), средний диаметр трубопроводов тепловой сети (м) _____

всего, в том числе по видам прокладки: канальная, бесканальная, надземная;

_____

в том числе на балансе энергоснабжающей организации

ББ.А.7.2 Показатели работы системы транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей, системы теплоснабжения)

Наименование показателя	единица измерения	Расчетные значения	Фактические показатели по годам		
			1997	1998	1999
Годовой отпуск тепловой энергии: с водой с паром	ГДж (млн. Гкал)				
Расход сетевой воды: в отопительном сезоне в летнем периоде	тыс. т/ч				
Расход пара: в отопительном сезоне в летнем периоде	тыс. т/ч				
Годовые потери сетевой воды: всего в том числе на технологические нужды	тыс. т/ч				
Годовые потери конденсата	тыс. т/ч				
Годовые потери тепловой энергии: через тепловую изоляцию с потерями сетевой воды	ГДж (Гкал)				

Удельный расход электроэнергии на транспорт тепловой энергии	кВт·ч / ГДж (Гкал)				
Удельный расход сетевой воды на отпущенную тепловую энергию	кВт·ч / ГДж (Гкал)				

ББ.А.8 По электрическим сетям указывается следующее:

ББ.А.8.1 Протяженность линий электропередачи, находящихся на балансе, в том числе:

ББА.8.1.1 ВЛ (по цепям):

35 кВ и выше _____ км;

6-20 кВ _____ км;

0,38 кВ _____ км.

ББА.8.1.2 Кабельные линии:

6-10 кВ и выше _____ км;

0,38 кВ _____ км.

ББ.А.8.2 Количество и установленная мощность, находящихся на балансе:

подстанций 35 кВ и выше _____шт. _____ МВ·А;

ТП 6-35/0,4 кВ _____шт. _____ МВ·А.

ББ.А.8.3 Количество и мощность компенсирующих устройств реактивной мощности, установленных:

ББА.8.3.1 В электрических сетях АО-энерго:

БСК _____ шт., _____ Мвар;

СК _____ шт., _____ Мвар.

ББА.8.3.2 В электрических сетях потребителей:

БСК _____ шт. _____ Мвар;

СК _____ шт., _____ Мвар.

Степень компенсации реактивной мощности _____квар/кВт.

ББ.А.8.4 Фактические потери электроэнергии в электрических сетях за отчетный период _____ млн. кВт·ч

то же к отпуску в сеть _____ %.

Потери электроэнергии в электрических сетях за отчетный период по нормативу _____ млн. кВт·ч

то же к отпуску в сеть _____ %.

ББ.А.8.5 Основные показатели в части производства и распределения электрической энергии за базовый период:

ББ.А.8.6 Выработка электроэнергии электростанциями.:

Всего _____ млн. кВт·ч.

В том числе:

ТЭС _____ млн. кВт·ч;

ГЭС _____ млн. кВт·ч.

ББА.8.6.1 Расход электроэнергии на собственные нужды:

ТЭС _____ млн. кВт·ч;

ГЭС _____ млн. кВт·ч.

ББА.8.6.2 Отпуск электроэнергии с шин:

Всего _____ млн. кВт·ч.

В том числе:

ТЭС _____ млн. кВт·ч;

ГЭС _____ млн. кВт·ч.

ББА.8.6.3 Покупная электроэнергия:

Всего _____ млн. кВт·ч.

В том числе:

покупная от блок-станций _____ млн. кВт·ч;

импорт _____ млн. кВт·ч;

сальдо – покупная _____ млн. кВт·ч.

ББА.8.6.4 Отпуск электроэнергии в сеть_____ млн. кВт·ч.

ББА.8.6.5 Фактические потери электроэнергии за базовый период

по АО-энерго _____ млн. кВт·ч

В том числе потери электроэнергии от транзита электроэнергии по сетям _____ млн. кВт-ч

Фактические потери электроэнергии за базовый период к отпуску в сеть _____ %

ББА.8.6.6 Потери электроэнергии за базовый период

по нормативу _____ млн. кВт·ч

то же к отпуску в сеть _____ %

ББА.8.6.7 Производственные нужды _____ млн. кВт·ч.

ББА.8.6.8 Полезный отпуск электроэнергии:

Всего _____ млн. кВт·ч.

В том числе:

собственным потребителям _____ млн. кВт·ч;

экспорт _____ млн. кВт·ч;

сальдо-передача _____ млн. кВт·ч.

ББ.А.9 Топливно-энергетический баланс составляется по видам энергоносителей:

ББ.А.9.1 Топливо (газ, уголь, мазут и др.) в пересчете на условное топливо, т.

ББ.А.9.2 Электроэнергия, млн. кВт·ч.

ББ.А.9.3 Тепловая энергия раздельно с теплоносителем (пар и горячая вода), млн. Гкал.

ББ.А.9.4 Сетевые теплоносители (раздельно пар и горячая вода), тыс. т.

В топливно-энергетическом балансе указываются нормативные и фактические значения потоков топлива, энергии, теплоносителей

ББ.А.10 Перечень основных недостатков проекта, монтажа, эксплуатации, выявленных при проведении энергетических обследований на каждом энергообъекте.

ББ.А.11 Перечень предложений (мероприятий) по повышению энергетической эффективности .

Содержание предложения (мероприятия)	Ожидаемый экономический эффект	Необходимые затраты, руб.	Этапы и сроки проведения
1. По энергообъектам			
2. По системам потребления электрической энергии (мощности), принадлежащим абонентам			

3. По системам потребления тепловой энергии (мощности), принадлежащим абонентам.			

ББ.А.12 Выполнение ранее разработанных мероприятий.

ББ.А.13 Проведение энергетических обследований по каждому энергообъекту за прошедший период (наименование энергообъекта, вид энергетического обследования, время проведения, причины).

Приложение БВ
(справочное)
Типовая программа проведения энергетических обследований систем транспорта и рапределения тепловой энергии (тепловых сетей)

БВ.1Общие положения

БВ.1.1 Настоящая Типовая программа разработана в соответствии с требованиями «Правил проведения энергетических обследований организаций»[11], утвержденных Минтопэнерго России 25.03.98 г., и «Положения по проведению энергетических обследований организаций (М.: СПО ОРГРЭС, 2000).

БВ.1.2 Типовая программа устанавливает порядок и состав работ при проведении энергетических обследований (ЭО) систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей) в системах централизованного теплоснабжения (СЦТ) энергообъектов.

БВ.1.3 Целью ЭО является оценка эффективности передачи и распределения тепловой энергии (ТЭ) от генерирующего источника тепла до потребителей, определение направлений и возможной величины снижения затрат энергоресурсов (тепловой и электрической энергии, сетевой воды) при транспорте тепла.

БВ.1.4 Основными задачами ЭО систем транспорта и распределения тепловой энергии являются определение фактических показателей работы систем транспорта (СЦТ в целом), сравнение их с нормируемыми значениями, выявление и анализ причин их несоответствия и путей устранения.

Настоящая Типовая программа составлена для проведения всех видов обязательных обследований, которым должны подвергаться энергоснабжающие организации, в составе которых находятся системы транспорта тепла.

БВ.1.5 В соответствии с назначением проводятся следующие виды ЭО:

- предпусковое и предэксплуатационное;
- первичное;
- периодическое (повторное);
- внеочередное;
- локальное;
- экспресс-обследование.

БВ.1.5.1 Предпусковое и предэксплуатационное обследование – проводится на законченных строительством системах транспорта тепла, а также после их реконструкции и модернизации, для проверки соответствия выполненных монтажных и наладочных работ проекту и требованиям нормативно-технических документов по обеспечению показателей энергоэффективности. Проводится органами Росэнергонадзора России или по его поручению энергоаудитором.

БВ.1.5.2 Первичное обследование – проводится после начала эксплуатации в сроки, согласованные с органами Госэнергонадзора России, для оценки энергоэффективности систем транспорта ТЭ в процессе эксплуатации.

БВ.1.5.3 Периодическое (повторное) обследование – проводится для оценки динамики эффективности использования энергоресурсов, сокращения их затрат, а также проверки выполнения ранее разработанных рекомендаций.

БВ.1.5.4 Внеочередное обследование – проводится по инициативе органов Госэнергонадзора России или администрации региона в случае, если резко возрастает потребление энергоресурсов, увеличиваются затраты на транспорт тепловой энергии, потери тепла и сетевой воды, ухудшается использование температурного перепада или изменяются другие показатели, свидетельствующие о снижении энергоэффективности.

БВ.1.5.5 Локальное обследование и экспресс-обследование – проводятся по отдельным показателям работы, видам энергоресурсов или оборудования систем транспорта тепла в условиях ограничения обследования по объему и (или) времени.

БВ.1.5.6 Сроки и периодичность проведения энергообследований устанавливаются “Положением по проведению энергетических обследований организаций

БВ.1.6 При энергетическом обследовании систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей) выявляются следующие показатели энергоэффективности работы:

- удельный расход сетевой воды на единицу присоединенной тепловой нагрузки;
- удельный расход электрической энергии на транспорт теплоносителя;
- перепад температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах или температура сетевой воды в обратном трубопроводе при соблюдении температуры сетевой воды в подающем трубопроводе согласно температурному графику;
- потери тепловой энергии на транспорт тепла, в том числе через изоляцию и с сетевой водой;
- потери сетевой воды.

Фактические значения перечисленных показателей, определенных за прошедший год по сезонам работы тепловых сетей по каждому источнику тепловой энергии или в целом для системы теплоснабжения, должны быть сопоставлены с соответствующими нормируемыми значениями показателей в приведенных условиях.

БВ.1.7 Энергетическое обследование конкретной системы транспорта тепловой энергии (тепловых сетей) проводится по техническим программам, составленным на основании настоящей Типовой программы.

Технические программы разрабатываются организациями, проводящими обследование с учетом особенностей технологических схем и обследуемого оборудования.

При разработке технических программ и проведении обследований (за исключением предпускового) должны использоваться результаты проведенных ранее на объекте режимно-наладочных работ, регламентных испытаний, разработки энергетических характеристик, данные отраслевой статистической отчетности.

БВ.1.8 Методической базой для проведения обследования являются нормативно-технические документы, приведенные в списке использованной литературы к настоящей Типовой программе.

БВ.1.9 Технической базой обследования являются:

- проектная и исполнительная документация по тепловым сетям (ТС) и насосно-дроссельным станциям;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);
- статистические данные за год, предшествующий проведению ЭО (расходы сетевой и подпиточной воды, располагаемые напоры, отпуск тепла, температуры сетевой воды, температуры наружного воздуха и грунта и т.п.);
- материалы проведения периодических испытаний ТС по определению тепловых потерь и гидравлических характеристик;
- конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации ТС;
- оснащенность приборами учета отпускаемой и потребляемой тепловой энергии и теплоносителя;
- материалы по разработке энергетических характеристик систем транспорта тепловой энергии.

БВ.1.10 Необходимым условием проведения энергетических обследований всех видов (за исключением предпускового (предэксплуатационного)) является наличие разработанных энергетических характеристик (ЭХ) и на их основе нормативных показателей в соответствии с утвержденными методическими рекомендациями.

Поэтому до начала проведения ЭО эксплуатирующая тепловые сети организация должна обеспечить собственными силами или с привлечением специализированных организаций, имеющих лицензию на проведение таких работ, разработку ЭХ и нормативных показателей.

БВ.1.11 При необходимости обследование должно быть распространено на следующие элементы системы теплоснабжения, не находящиеся на балансе тепловых сетей АО-энерго, но оказывающие существенное влияние на эффективность работы систем транспорта и распределения тепловой энергии:

- водяной тракт водоподогревательных установок источников тепла;
- тепловые сети и потребители тепла, не находящиеся на балансе.

БВ.2Порядок подготовки и проведения энергетического обследования

БВ.2.1 Энергетическое обследование осуществляется в соответствии с техническим заданием, которое составляется организацией, проводящей обследование (энергоаудитором), согласованным с руководством организации, в ведении которой находятся обследуемые системы транспорта и распределения тепловой энергии.

БВ.2.2 Техническое задание должно содержать:

- наименование (вид) ЭО;

- цели и задачи обследования;
- сроки проведения обследования;
- состав (перечень) обследуемого оборудования систем транспорта;
- перечень необходимой проектной, исполнительной, эксплуатационной и статистической информации;
- перечень организационных и технических мероприятий, необходимых для подготовки и проведения энергетического обследования;
- перечень показателей и характеристик, подлежащих выявлению при обследовании;
- период работы систем транспорта, за который производится выявление показателей;
- основные методические положения по проведению ЭО;
- перечень основных нормативно-технических документов, в соответствии с которыми проводится ЭО;
- перечень представителей обследуемой организации и организации, проводящей обследование, ответственных за проведение работы;
- состав и краткое содержание отчетной документации по результатам обследования.

БВ.2.3 Основные этапы и состав работ при проведении ЭО определяются видом обследования (см. п. БВ.1.5).

БВ.2.3.1 При предпусковом и предэксплуатационном ЭО выполняются:

- ознакомление с проектной, монтажной и приемо-сдаточной документацией по законченным строительством (реконструированным, модернизированным) объектам (трубопроводам тепловых сетей, насосным станциям, КРП, ЦТП, находящимся на балансе ДЗО (ТГК) и т.п.), а также средствам авторегулирования и защиты, приборам учета и контроля, средствам диспетчеризации и телемеханизации и т.п.;
- обследование тепловых сетей, насосных станций, ЦТП, находящихся на балансе ДЗО (ТГК), на соответствие смонтированного оборудования проекту и требованиям нормативно-технических документов по выполнению энергосберегающих технических решений; выявление отступлений от указанных требований, а также дефектов монтажа и оборудования;
- участие в предпусковом опробовании (ознакомление с его результатами), анализ технических характеристик по результатам опробования и их соответствие принятым техническим решениям;
- обобщение и анализ технической документации и результатов предпускового опробования, оценка выявленных при обследовании отступлений от проекта и дефектов монтажа, их влияние на снижение энергоэффективности оборудования (систем);
- разработка предложений (перечня мероприятий) пр. устранению выявленных недостатков и дефектов, сокращению затрат энергоресурсов и повышению эффективности их использования.

БВ.2.3.2 При первичном ЭО выполняются:

- ознакомление с проектной, исполнительной и эксплуатационной документацией по схемам и составу оборудования системы транспорта тепла в пре-

делах границ балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности (трубопроводам тепловых сетей, насосным станциям, КРП, ЦТП, средствам авторегулирования и защиты, диспетчеризации и телемеханизации, системе и средствам учета тепловой и электрической энергии, контрольно-измерительным приборам);
- составление общей характеристики объекта (СЦТ);
- рассмотрение и анализ статистической отчетности по фактическим гидравлическим и тепловым режимам работы (соответствию температур сетевой воды утвержденному графику, располагаемым напорам, расходам сетевой и подпиточной воды и т.п.) и материалов по фактическим и нормируемым показателям энергетических характеристик, сравнительный анализ и сопоставление фактических режимов и показателей с их расчетными и нормируемыми значениями;
- проведение контрольных текущих измерений основных параметров, характеризующих режимы работы (температур, давлений, расходов сетевой воды, расходов подпиточной воды);
- анализ результатов и оценка в приведенных условиях показателей энергоэффективности;
- обобщение и анализ полученных данных, выявление причин несоответствия фактических характеристик и показателей расчетным и нормируемым значениям; составление энергетических балансов по расходам тепла, сетевой воды и пара, электроэнергии; количественная оценка перерасхода энергетических ресурсов;
- разработка предложений (перечня мероприятий) по снижению затрат энергоресурсов и теплоносителя на транспорт, распределение и использование тепловой энергии; оценка эффективности предложений (мероприятий) и их первоочередности; согласование с обследуемой организацией;
- составление технического отчета по результатам ЭО с предложениями и рекомендациями по повышению эффективности использования энергоресурсов, повышению надежности ТС (СЦТ); составление энергетического паспорта.

БВ.2.3.3 При периодическом (повторном) ЭО этапы и содержание работ определяются объемом и качеством информации, полученной по результатам первичного обследования. При периодическом обследовании вместо соответствующих этапов первичного обследования или дополнительно к ним производятся:
- корректировка исходной информации за прошедший период после первичного обследования;
- проверка объема и полноты выполнения разработанных мероприятий по результатам первичного обследования;
- оценка результатов выполнения мероприятий по снижению затрат энергоресурсов и их динамики;
- разработка дополнительных или корректировка ранее разработанных мероприятий по повышению эффективности использования энергоресурсов;
- внесение изменений и дополнений в энергетический паспорт.

БВ.2.3.4 Этапы и содержание работ при внеочередном ЭО, как правило, должны соответствовать полной программе очередного обследования. В то же время содержание и объем работ по отдельным этапам могут быть скорректированы в зависимости от конкретных причин, вызвавших необходимость проведения внеочередного обследования, т.е. необходимостью более углубленного анализа всех или только отдельных показателей энергоэффективности системы транспорта тепловой энергии.

БВ.2.3.5 Состав и объем работ при локальном обследовании и экспресс обследовании определяются целями и задачами проведения этих видов обследования, что вводит соответствующие ограничения по объему подбора и анализа исходной информации, количеству оцениваемых показателей, объему инструментальных измерений и их точности, возможности составления материальных и энергетических балансов, а также разработке предложений по снижению затрат энергоресурсов по отдельно взятым их видам и (или) по отдельным объектам.

БВ.3Оформление результатов энергетических обследований

БВ.3.1 По результатам ЭО составляется отчет, содержание которого определяется видом энергетического обследования. При проведении первичного обследования отчет должен содержать:

- техническую характеристику обследуемого энергообъекта;
- результаты обобщения и анализа использованных исходных данных;
- перечень и количественные значения нормируемых и фактических показателей энергоэффективности, результаты их сопоставления и анализ причин их несоответствия;
- энергетический и материальный балансы;
- оценку эффективности использования энергоресурсов, предложения (мероприятия) по сокращению затрат энергоресурсов, потерь теплоносителя;
- перечень, сроки и очередность выполнения мероприятий по повышению энергоэффективности, согласованных с энергоснабжающей организацией, оценочную стоимость работ по их выполнению и ожидаемое значение сокращения затрат энергоресурсов.

БВ.3.2 К отчету должны быть приложены следующие материалы:

- исходные статистические данные по параметрам работы систем транспорта тепла за рассматриваемый период;
- результаты инструментальных измерений текущих параметров работы, их обработки, определения показателей энергоэффективности и приведения их в сопоставимые условия с нормируемыми значениями;
- исходные данные по составлению балансов использования энергетических и материальных ресурсов;
- обосновывающие материалы к предложениям (мероприятиям) по сокращению затрат энергоресурсов.

БВ.3.3 В виде приложения к отчету или как самостоятельный документ составляется энергетический паспорт обследуемого предприятия, примерная форма

которого прилагается (см. приложение). Общие сведения в энергетическом паспорте принимаются по технической характеристике объекта обследования.

БВ.3.4 В зависимости от вида ЭО содержание как отчета, так и приложений к нему могут отличаться от приведенных типовой структуры и содержания отчета по результатам первичного обследования.

Приложение БВ.А
(рекомендуемое)
Форма энергетического паспорта системы транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)

УТВеРЖДАЮ:
Начальник Главного управления
Госэнергонадзора России

_____
наименование управления

_____
ф.и.о. подпись
«___»_____ _____ г.

Энергетический паспорт системы транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)

Составлен на основании результатов энергетического обследования, проведенного

_____
наименование организации, проводившей обследование
с _____ по _____ _____ г.

Директор (главный инженер) обследуемой организации

_____ _____ _____ _____
ф. и. о. подпись дата

Директор (главный инженер) организации, проводившей обследование

_____ _____ _____ _____
наименование организации ф. и. о. подпись дата

Лицензия № _____
Кем выдана _____
Дата выдачи _____
Год _____

1 _____
полное наименование предприятия и его адрес

2 _____
вид собственности

_____

3 _____
наименование вышестоящей организации

_____

4 _____

ф. и. о. руководителя

_____

телефон, факс

5 _____

ф .и. о. главного инженера

_____

телефон, факс

6 _____

банковские реквизиты

_____

7 _____

код электронной почты

I. Краткая характеристика системы транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)

1. Источник (и) теплоснабжения _____

ТЭЦ, ГРЭС, котельная, др.

_____

2. Вид системы теплоснабжения _____

открытая, закрытая, смешанная; при смешанной системе указать примерный процент преобладающего вида от общей тепловой нагрузки

3. Расчетный температурный график _____

_____

расчетные температуры сетевой воды, наружного воздуха, максимальные температуры, при которых нет ограничений

4. Магистрали водяных и паровых тепловых сетей, отходящие от источника (ов) тепла, по видам теплоносителя:

вода _____

пар _____

наименование источника, наименование магистралей, диаметр трубопроводов на головном участке

5. Присоединенная максимальная тепловая нагрузка по договорам, по теплоносителям и магистралям в тепле и в воде:

5.1. Вода, Гкал/ч и $м^3$/ч _____

_____

всего, в том числе жилищно-коммунальный сектор, промышленность: отопление, вентиляция, горячее водоснабжение

5.2. Пар, т/ч по параметрам _____

6. Протяженность, км, средний диаметр трубопроводов тепловой сети, м ___

_____

всего, в том числе по видам прокладки: канальная, бесканальная, надземная;
в том числе на балансе энергоснабжающей организации

7. Насосные станции на балансе АО-энерго _____

7.1. Назначение насосной станции _____

подкачка на подающей линии, на обратной линии, подмешивание

7.2. Количество и тип рабочих насосов, частота вращение и мощность электродвигателя и диаметр рабочего колеса _____

7.3. Наличие регуляторов давления, их назначение (дросселирование на подающей линии, подпор на обратной линии, значение давления в импульсной линии) _____

II. Показатели работы системы транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей, системы теплоснабжения)

Наименование показателя	единица измерения	Расчетные значения	Фактические показатели погодам		
1. Годовой отпуск тепловой энергии: с водой с паром	Гкал				
2. Часовой отпуск тепловой энергии от источника тепла по сезонам: отопительный с водой с паром летний с водой с паром	Гкал/ч				
3. Расчетный расход сетевой воды по сезонам: отопительный летний	т/ч				
4. Расчетный расход пара по сезонам: отопительный летний	т/ч				
5. Годовые потери сетевой воды: Всего в том числе на технологические нужды	т				
6. Годовые потери конденсата	т				
7. Годовые потери тепловой энергии: через тепловую изоляцию с потерями сетевой воды	Гкал				
8. Нормативный удельный расход электроэнергии на транспорт тепловой энергии на отпущенную Гкал при характерных температурах наружного воздуха	кВт-ч Гкал				
9. Нормативный удельный расход сетевой воды в подающей линии у источников теплоты на отпущенную Гкал при характерных температурах наружного воздуха	Т/Гкал				
10. Нормативная разность температур сетевой воды у источников теплоты при характерных температурах наружного воздуха	°С				
11. Нормативная температура сетевой	°С				

воды в обратной линии у источников теплоты при характерных температурах наружного воздуха					

III. Баланс по тепловой энергии

Приход, расход тепловой энергии, Гкал	Расчетные или нормируемые значения	Фактические значения за последние 3 года		
1. по воде				
1.1. Годовое количество тепловой энергии, отпущенной в тепловую сеть (СЦТ) от источника тепла: ТЭЦ-1 ТЭЦ-2 Котельная				
1.2. Годовые потери тепла в тепловой сети на балансе предприятия: Всего В том числе через тепловую изоляцию с потерями сетевой воды				
1.3. Годовое количество тепловой энергии, отпущенной из тепловой сети АО-энерго в тепловые сети других организаций (системы теплопотребления) на границах балансовой принадлежности				
2. по пару				
2.1. Количество тепловой энергии, отпущенной из коллекторов источника (ов) тепла с паром				
2.2. Количество тепловой энергии, отпущенной с паром из тепловой сети АО-энерго в тепловые сети других организаций (системы теплопотребления) на границах балансовой принадлежности				
2.3. Количество тепловой энергии, возвращенной из тепловой сети (системы теплопотребления) потребителя с конденсатом на границах балансовой принадлежности				
2.4. Количество тепловой энергии, возвращенной с конденсатом на источник тепла				

IV. Баланс по электрической энергии

Приход, расход электрической энергии, млн. квт-ч	Расчетные или нормируемые	Фактические значения за последние 3 года		
1. Годовые затраты электрической энергии на всех насосных станциях различного назначения в тепловых сетях на балансе АО-энерго				
2. Годовые затраты электрической энергии на транспорт тепловой энергии в тепловых сетях на балансе АО-энерго				
3. Годовые затраты электрической энергии на создание располагаемого напора на границах балансовой принадлежности				

V. Баланс по сетевой воде

Приход, расход сетевой воды, тыс. т	Расчетные или нормируемые	Фактические значения за последние 3 года		
1. Годовое количество сетевой воды, отпущенной в тепловые сети из источника (ов) тепла: ТЭЦ-1 ТЭЦ-2 Котельная				
2. Годовые потери сетевой воды: Всего В том числе на технологические нужды				
3. Годовое количество сетевой воды, отпущенной из тепловых сетей АО-энерго в тепловые сети других организаций (системы теплопотребления) на границах бала н-совой принадлежности				

VI. Перечень основных недостатков проекта, монтажа, эксплуатации

VII. Перечень предложений (мероприятий) по повышению энергетической эффективности работы системы транспорта тепловой энергии

№ п.п.	Содержание предложения (мероприятия)	Ожидаемый экономический эффект (материальные ресурсы, руб.)	Необходимые затраты, руб.	Этапы и сроки проведения

VIII. Выполнение ранее разработанных мероприятий

IX. Проведение энергетических обследований

_____

вид энергетического обследования, время проведения, причины

Приложение БГ
(рекомендуемое)
Методические рекомендации по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях

БГ.1 Общие положения

БГ.1.1 Настоящие Методические рекомендации предназначены для определения фактических эксплуатационных тепловых потерь через тепловую изоляцию тепловых сетей и разработки на их основе нормируемых эксплуатационных тепловых потерь.

БГ.1.2 Фактические эксплуатационные тепловые потери устанавливаются экспериментально путем проведения тепловых испытаний сети. Целью испытаний является определение тепловых потерь различными типами прокладки и конструкциями изоляции трубопроводов, характерными для данной тепловой сети. По результатам испытаний оценивается состояние изоляции испытываемых трубопроводов в конкретных эксплуатационных условиях работы прокладок.

Испытаниям следует подвергать те участки сети, у которых тип прокладки и конструкция изоляции являются характерными для данной сети, что дает возможность распространить результаты испытаний на тепловую сеть в целом.

БГ.1.3 Определение фактических тепловых потерь через тепловую изоляцию должно производиться периодически один раз в 5 лет. При этом выявляются изменения теплотехнических свойств изоляционных конструкций вследствие старения в процессе эксплуатации, ввода новых и реконструкции действующих тепловых сетей.

БГ.1.4 Полученные результаты испытаний по определению фактических тепловых потерь через тепловую изоляцию являются основой для разработки энергетической характеристики тепловой сети по показателю тепловых потерь и их нормирования.

БГ.2 Проведение испытаний водяных тепловых сетей

БГ.2.1 Задачи и порядок выполнения работ по проведению испытаний

БГ.2.1.1 Непосредственной задачей испытаний водяных тепловых сетей является определение фактических тепловых потерь через тепловую изоляцию принятых для испытаний участков тепловых сетей при выбранном режиме и сопоставление их с нормативными значениями тепловых потерь для тех же участков тепловой сети.

БГ.2.1.2 Перед проведением испытаний тепловых сетей должны быть выполнены работы по восстановлению нарушенной тепловой изоляции на испытываемых участках, осушению камер тепловой сети, приведению в порядок дренажей, организации стока поверхностных вод и др.

БГ.2.1.3 Проведение испытаний водяной сети предусматривает:

- анализ материалов по тепловой сети;

- выбор участков сети, подлежащих испытаниям;
- расчет параметров испытаний;
- подготовку сети и оборудования к испытаниям;
- подготовку измерительной аппаратуры;
- проведение тепловых испытаний;
- обработку данных, полученных при испытаниях;
- сопоставление полученных при испытаниях тепловых потерь с нормативными значениями.

БГ.2.2 Анализ материалов по тепловой сети

БГ.2.2.1 При подготовке к испытаниям должен быть проведен анализ схемы тепловой сети, температурных режимов ее работы, типов прокладки и конструкций тепловой изоляции, сроков службы трубопроводов, характерных случаев и причин повреждаемости, схемы, режимов работы и состава оборудования водоподогревательной установки, а также данных о техническом состоянии тепловой изоляции и конструкций прокладок в целом.

По результатам сбора и анализа материалов составляется таблица (табл. БГ.А.1 приложения БГ.А), в которую включается характеристика тепловой сети по отдельным участкам с указанием наружного диаметра и длины труб, конструкций тепловой изоляции, типов прокладки (подземная бесканальная и в каналах, надземная), а также сроков службы (года ввода в эксплуатацию). В таблицу включаются все участки тепловых сетей, находящихся на балансе энергопредприятия.

БГ.2.2.2 Для пересчета полученных при испытаниях результатов на различные эксплуатационные режимы работы сети и для определения температурных параметров испытаний должны быть собраны следующие климатологические данные для того населенного пункта, в котором расположена испытываемая сеть:

- среднегодовые $t_{гр}^{ср.г}$ и среднемесячные $t_{гр}^{ср.м}$ температуры грунта на средней глубине заложения оси трубопроводов (для подземной прокладки);
- среднегодовые $t_{в}^{ср.г}$ и среднемесячные $t_{в}^{ср.м}$ температуры наружного воздуха (для надземной прокладки).

Эти данные следует принимать как многолетние по материалам ближайшей к данному населенному пункту метеостанции или из справочников по климатологии.

БГ.2.3 Выбор участков сети для испытаний

БГ.2.3.1 Испытаниям должны подвергаться участки тепловой сети, тип прокладки и конструкции тепловой изоляции которых являются характерными для данной сети.

Характерными считаются участки тепловых сетей, доля которых φ φ, определяемая по (1), в материальной характеристике всей сети составляет не менее 20 %:

$$\varphi = \frac{M_{х}}{M_{с}} = \frac{\sum\limits_{х}(d_{н}L)}{\sum\limits_{с}(d_{н}L)} > 0{,}2\,, \qquad (1)$$

где $M_{х} = \sum_{х}(d_{н}L)$ – материальная характеристика для подающего или обратного трубопровода сети, просуммированная по всем участкам с данным типом прокладки и конструкцией изоляции, м^2;

$M_{с} = \sum_{с}(d_{н}L)$ – материальная характеристика для подающего или обратного трубопровода, просуммированная по всей сети в целом, м^2;

$d_{н}$ –наружный диаметр труб в пределах одного участка сети (по подающей или обратной линии при равных диаметрах труб), м;

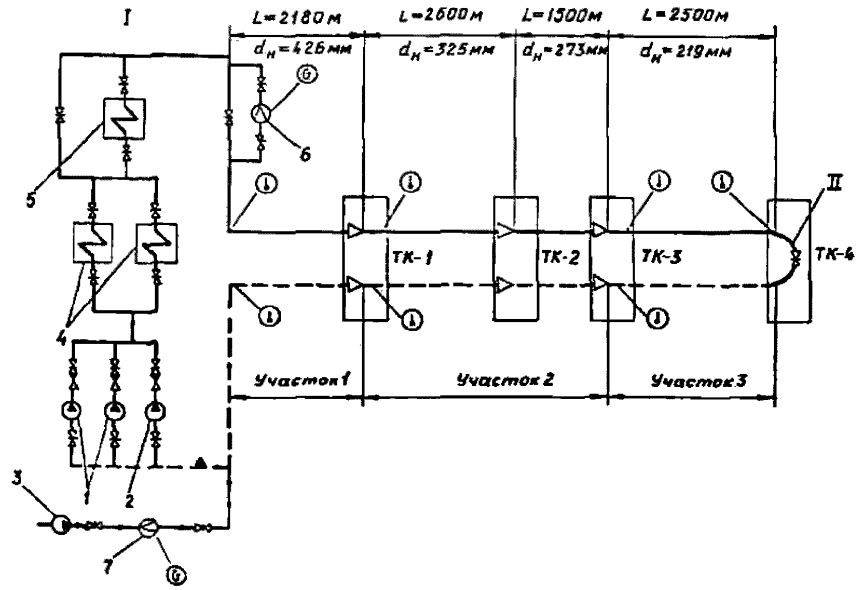
L – протяженность участка сети, м.

БГ.2.3.2 Объем испытываемых характерных участков тепловой сети, оцениваемый по материальной характеристике, определяется как реальной технической возможностью проведения испытаний, так и необходимостью получения представительных результатов, которые могут быть распространены на неиспытанные участки тепловой сети. Исходя из этого, минимальный объем испытываемых участков готовой сети по материальной характеристике должен быть не менее 20 % материальной характеристики всей сети.

БГ.2.3.3 Проведение испытаний характерных участков в меньшем объеме допускается в исключительных случаях, когда значительная часть таких участков рассредоточена по тепловой сети и не может быть объединена в циркуляционное кольцо.

БГ.2.3.4 Испытания по определению тепловых потерь двухтрубной водяной тепловой сети необходимо проводить на циркуляционном кольце, состоящем из подающей и обратной линий с перемычкой между ними на конечном участке кольца.

Начальный участок циркуляционною кольца образуется оборудованием и трубопроводами теплоподготовительной установки (рисунок БГ.1).



I – теплоподготовительная установка: II – циркуляционная перемычка;
1 – сетевые насосы; 2 – легкий насос малой подачи; 3 – подпиточный насос;
4 – основные подогреватели сетевой воды; 5 – пиковый подогреватель сетевой воды или водогрейный котел; 6 – измерительная диафрагма на подающем трубопроводе;
7 – измерительная диафрагма на подпиточной линии; ТК – тепловая камера;
——— подающий трубопровод; — — обратный трубопровод ;
———·——— подпиточная линия; – точка измерения температуры;
Ⓖ – измерительный прибор.

Рисунок БГ.1 – Схема испытываемого циркуляционного кольца

Циркуляционное кольцо состоит из ряда последовательно соединенных участков, различающихся, как правило, типом прокладки и конструкцией изоляции, а также диаметром трубопроводов. Рекомендуется проводить испытания на циркуляционном кольце, которое включает в себя основную магистраль тепловой сети, состоящую из труб наибольшего диаметра и максимальной протяженности от источника тепла. В конечный участок циркуляционного кольца могут быть включены участки распределительной (квартальной) сети. Все ответвления и отдельные абоненты, присоединенные к циркуляционному кольцу, на время испытаний отсоединяются от него.

БГ.2.3.5 Расход воды на всех участках циркуляционного кольца во время испытаний должен быть одинаковым и может отличаться только на величину утечки, которая должна быть минимальной и не превышать указанную в п. БГ.2.4.4.

Понижение температуры воды при этом по мере ее прохождения по циркуляционному кольцу обусловлено тепловыми потерями трубопроводов и арматуры в окружающую среду, которые могут быть определены исходя из измеренных во время испытаний расхода воды и снижения температуры.

БГ.2.4 Определение параметров испытаний

БГ.2.4.1 Основными параметрами испытаний, определяемыми расчетным путем, являются поддерживаемые в процессе испытаний значения температуры воды в подающей линии сети на выходе из теплоподготовительной установки и расхода воды на начальном участке испытываемого циркуляционного кольца. Кроме того, определяются ожидаемые в процессе испытаний значения температуры воды в обратной линии на входе в теплоподготовительную установку и расхода подпиточной воды, а также ориентировочная продолжительность испытаний.

БГ.2.4.2 Температурный режим циркуляционного кольца во время испытаний задается исходя из следующих условий:

- разность между средней температурой воды по всем участкам кольца и температурой окружающей среды во время испытаний принимается равной среднегодовому значению разности средней по подающему и обратному трубопроводу температуры воды и температуры окружающей среды по данной сети;
- понижение температуры воды $\Delta t_и$ $\Delta t_и$ вциркуляционном кольце за счет его тепловых потерь при испытаниях должно составлять не менее 8 и не более 20°С.

При наличии на испытываемом кольце участков с различными типами прокладки и конструкциями изоляции понижение температуры воды в кольце выбирается в соответствии с формулой:

$$\Delta t_и = \frac{\Delta t_{мин}}{\left(\frac{M_{мин}}{M_{к.п} + M_{к.о}}\right)_и}, \qquad (2)$$

где $\Delta t_{мин}$ – минимально допустимое понижение температуры воды в подающей или обратной линии на участке с наименьшей материальной характеристикой $M_{мин}$, принимаемое равным 2°С из условий обеспечения требуемой точности измерений температуры;

$\left(\frac{M_{мин}}{M_{к.п} + M_{к.о}}\right)_и$ - отношение наименьшей материальной характеристики для подающего или обратного трубопровода участка испытываемого кольца $M_{мин}$ к суммарной материальной характеристике подающего $M_{к.п}$ и обратного $M_{к.о}$ трубопроводов для всего кольца в целом.

При значении отношения $\left(\frac{M_{мин}}{M_{к.п} + M_{к.о}}\right)_и < 0{,}1$ тепловые потери на соответствующих участках испытываемого кольца, как правило, отдельно не измеряются.

Температуры воды в подающем и обратном трубопроводах испытываемого кольца на выходе из теплоподготовительной установки и на входе в нее определяют по формулам, °С:

$$t_{п.и} = \frac{t_п^{ср.г} + t_о^{ср.г}}{2} + \frac{\Delta t_и}{2} + t_{окр.и} - t_{окр.}^{ср.г}; \qquad (3)$$

$$t_{о.и} = t_{п.и} - \Delta t_и = \frac{t_п^{ср.г} + t_о^{ср.г}}{2} - \frac{\Delta t_и}{2} + t_{окр.и} - t_{окр.}^{ср.г} \qquad (4)$$

где $t^{ср.м}_{тр.и}$ и $t^{ср.м}_{в.и}$ -среднегодовые температуры воды в подающем и обратном трубопроводах испытываемой сети, °С; подсчитываются как среднеарифметические из среднемесячных температур сетевой воды, определенных по утвержденному эксплуатационному температурному графику при среднемесячных температурах наружного воздуха;

$t_{окр.и}$ – ожидаемая усредненная по всем участкам кольца температура окружающей среды во время испытаний, °С;

$t^{ср.г}_{окр.}$ – усредненная по тем же участкам среднегодовая температура окружающей среды, °С

При наличии в пределах испытываемого кольца участков как с подземной, так и с надземной прокладкой тепловой сети усредненные температуры окружающей среды подсчитываются соответственно по формулам, °С:

$$t_{окр.и} = \frac{t^{ср.м}_{тр.и} \cdot M_{подз} + t^{ср.м}_{в.и} \cdot M_{надз}}{M_к}; \quad (5)$$

$$t^{ср.г}_{окр.} = \frac{t^{ср.г}_{тр} \cdot M_{подз} + t^{ср.г}_{в} \cdot M_{надз}}{M_к}; \quad (6)$$

где $t^{ср.м}_{тр.и}$ и $t^{ср.м}_{в.и}$ – соответственно средние за месяц проведения испытаний температуры грунта на среднем уровне оси теплопроводов и наружного воздуха, °С;

$t^{ср.г}_{тр}$ и $t^{ср.г}_{в}$ – соответственно среднегодовые температуры грунта и наружного воздуха, °С;

$M_{подз}$ и $M_{надз}$ – материальные характеристики для подающей или обратной линии по всем участкам соответственно подземной и надземной прокладки, расположенным в пределах испытываемого циркуляционного кольца, м^2;

$M_к$ – суммарная материальная характеристика для подающей или обратной линии по всем участкам испытываемого кольца, м^2.

БГ.2.4.3 Расчетный расход поды по испытываемому кольцу определяется исходя из ориентировочного значения тепловых потерь этого кольца при режиме испытаний, подсчитываемого по формуле, Вт или кКал /ч:

$$Q_и = \sum_{подз}[q_{н.и} \cdot \beta \cdot L] + \sum_{надз}[(q_{н.п.и} + q_{н.о.и}) \cdot \beta \cdot L], \quad (7)$$

где β – коэффициент местных потерь, учитывающий тепловые потери арматуры, опор и компенсаторов; принимается согласно СНиП 2.04.14-88 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» для бесканальной прокладки равным 1,15, для канальной и надземной в зависимости от диаметра условного прохода трубопроводов: до 150 мм – 1,2, 150 мм и более – 1,15;

$q_{н.и}$ значения удельных тепловых потерь данной тепловой сети суммарное для подающего и обратного трубопроводов каждого диаметра подземной (канальной и бесканальной) прокладки при температурном режиме испытаний, Вт/м или кКал /(м·ч);

$q_{н.п.и}$ и $q_{н.о.и}$ – значения удельных тепловых потерь данной тепловой сети соответственно по подающей и обратной линиям для каждого диаметра труб

надземной прокладки при температурном режиме испытаний, Вт/м или кКал /(м·ч).

Значения удельных тепловых потерь для подземной и надземной прокладок определяются, исходя из норм тепловых потерь при температурном режиме и циркуляционном кольце во время испытаний по формулам, Вт/м или кКал /(м·ч):

$$q_{\text{н.и}} = q_{\text{н}} \frac{t^{\text{ср}}_{\text{н.и}} + t^{\text{ср}}_{\text{о.и}} - 2t^{\text{ср.м}}_{\text{гр.и}}}{t^{\text{ср.г}}_{\text{п}} + t^{\text{ср.г}}_{\text{о}} - 2t^{\text{ср.г}}_{\text{гр}}}; \quad (8)$$

$$q_{\text{н.п.и}} = q_{\text{н.п}} \frac{t^{\text{ср}}_{\text{н.и}} - t^{\text{ср.м}}_{\text{в.и}}}{t^{\text{ср.г}}_{\text{п}} - t^{\text{ср.г}}_{\text{в}}}; \quad (9)$$

$$q_{\text{н.о.и}} = q_{\text{н.о}} \frac{t^{\text{ср}}_{\text{о.и}} - t^{\text{ср.м}}_{\text{в.и}}}{t^{\text{ср.г}}_{\text{о}} - t^{\text{ср.г}}_{\text{в}}}; \quad (10)$$

где $q_{\text{н}}$, $q_{\text{н.п}}$, и $q_{\text{н.о}}$ значения принимаются по «Нормам проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электрических станций и тепловых сетей» (М.: Госэнергоиздат, 1959) [7] при испытаниях участков тепловых сетей, тепловая изоляция которых выполнена в соответствии с данными Нормами, или по нормам плотности теплового потока для тепловых сетей с тепловой изоляцией, выполненной по нормам СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»[4] , при среднегодовых температурах сетевой воды и окружающей среды.

Значения удельных тепловых потерь при температурах, отличающихся от нормативных, определяются путем линейной интерполяции (или экстраполяции).

Средние температуры воды при режиме испытании соответственно в подающем и обратном трубопроводах испытываемого кольца определяют по формулам, °С:

$$t^{\text{ср}}_{\text{п.и}} = t_{\text{п.и}} - \frac{\Delta t_{\text{и}}}{4} = \frac{t^{\text{ср.г}}_{\text{п}} + t^{\text{ср.г}}_{\text{о}}}{2} + \frac{\Delta t_{\text{и}}}{4} + t_{\text{окр.и}} - t^{\text{ср.г}}_{\text{окр}}; \quad (11)$$

$$t^{\text{ср}}_{\text{о.и}} = t_{\text{о.и}} - \frac{\Delta t_{\text{и}}}{4} = \frac{t^{\text{ср.г}}_{\text{п}} + t^{\text{ср.г}}_{\text{о}}}{2} + \frac{\Delta t_{\text{и}}}{4} + t_{\text{окр.и}} - t^{\text{ср.г}}_{\text{окр}} \quad (12)$$

БГ.2.4.4 Расчетный расход воды в циркуляционном кольце во время испытаний определяют по формуле, кг/с или т/ч:

$$G_{\text{и}} = \frac{Q_{\text{и}}}{c \cdot \Delta t_{\text{и}}} \cdot 10^{-3}, \quad (13)$$

где c – удельная теплоемкость сетевой воды, принимается равной $4{,}19 \cdot 10^3$ Дж/(кг·°С) или 1 кКал /(кг·°С).

Предполагаемое значение часовой подпитки сети при испытаниях принимается равным 0,5 % суммарного объема трубопроводов в пределах испытываемого циркуляционного кольца.

БГ.2.4.5 Ожидаемая продолжительность пробега частиц воды по испытываемому циркуляционному кольцу определяют по формулам, ч:

при $G_{\text{и}}$ в кг/с

$$\tau_{\text{к}} = \frac{V \cdot \rho \cdot 10^{-3}}{3{,}6 \cdot G_{\text{и}}}; \quad (14)$$

при $G_{\text{и}}$ в т/ч

$$\tau_к = \frac{V \cdot \rho \cdot 10^{-3}}{G_и}, \quad (15)$$

где V – суммарный объем труб испытываемого циркуляционного кольца в пределах от выхода до входа их в теплоподготовительную установку, м^3;

ρ – плотность воды в испытываемом кольце при средней температуре воды $\frac{t_{п.и} + t_{о.и}}{2}$, кг/ м^3.

БГ.2.5 Подготовка сети и оборудования к испытаниям

БГ.2.5.1 Циркуляция воды в испытываемом кольце создается насосом небольшой подачи, в качестве которого может быть использован летний сетевой насос или другое оборудование источника тепла.

БГ.2.5.2 В качестве водоподогревательного оборудования при испытаниях должны использоваться теплообменники, обеспечивающие тепловую мощность, соответствующую расчетным потерям тепловой энергии в циркуляционном кольце, а также возможность поддержания заданной расчетной температуры на выходе из источника при относительно небольшом расходе воды при испытаниях.

БГ.2.5.3 На конечном участке испытываемого кольца для перепуска воды из подающей линии в обратную устанавливается циркуляционная перемычка, рассчитанная на потери напора в ней 1-2 м.

Для перепуска воды из подающей линии в обратную могут быть использованы также элеваторные перемычки вводов, расположенных за конечным участком испытываемого кольца. Сопла элеваторов при этом должны быть удалены.

БГ.2.5.4 Непосредственно перед началом испытаний все ответвления, не подвергающиеся испытаниям, перемычки между подающим и обратным трубопроводами, а также при необходимости тепловые вводы потребителей сети, кроме используемых в качестве перемычек за конечным участком, должны быть отключены от испытываемого кольца. Плотность отключения должна быть тщательно проверена.

БГ.2.6 Подготовка измерительной аппаратуры

БГ.2.6.1 При тепловых испытаниях сети подлежат измерению: расход воды, циркулирующей по испытываемому кольцу, расход подпиточной воды и температура воды в точках наблюдения.

Кроме того должно контролироваться давление в обратной линии испытываемого кольца на входе ее в теплоподготовительную установку.

БГ.2.6.2 Расходы сетевой и подпиточной воды, как правило, измеряются посредством сужающих устройств (измерительных диафрагм), установленных на подающей или обратной линии, а также на подпиточной линии. К измерительным диафрагмам должны быть присоединены расходомеры переменного перепада давлений.

Измерительные диафрагмы должны быть рассчитаны на расходы сетевой и подпиточной воды, которые были выявлены при определении параметров испытаний.

Расчет и установка новых диафрагм должны производиться согласно «Правилам измерения расхода жидкостей, газов и паров стандартными суживающими устройствами» (ГОСТ 8.563.2-97).

Допускается использовать иные средства измерения расхода, имеющие действующий сертификат о калибровке.

БГ.2.6.3 Температура воды в испытываемом циркуляционном кольце должна измеряться отдельно по подающей и обратной линиям и точках, расположенных на границах участков, определенных в соответствии с п.БГ.2.3.4 настоящих Методических указаний. В конечной точке испытываемого кольца в месте установки циркуляционной перемычки устанавливается один термометр.

Термометр на обратном трубопроводе в теплоподготовительной установке размещается до точки врезки подпиточного трубопровода по ходу воды.

Температура воды, а также температура наружного воздуха во время испытаний измеряется лабораторными термометрами с ценой деления 0,1°С.

БГ.2.6.4 Все применяемые при испытаниях средства измерения должны быть проверены в соответствии с действующими положениями.

БГ.2.7 Составление технической и рабочей программ испытаний

Перед проведением испытаний составляются техническая и рабочая программы испытаний.

БГ.2.7.1 Техническая программа испытаний должна содержать:

- наименование объекта, цель испытании и их объем;
- перечень подготовительных работ и сроки их проведения;
- условия проведения испытаний;
- этапы проведения испытаний, их последовательность и ожидаемая продолжительность каждого этапа и испытаний в целом;
- режим работы оборудования источника тепла, испытываемых участков и связанных с ними тепловых сетей на каждом этапе, расчетные параметры, их допустимые отклонения и предельные значения параметров;
- режим работы оборудования источника тепла и тепловой сети после окончания испытаний;
- требования техники безопасности при проведении испытаний;
- перечень лиц, ответственных за подготовку и проведение испытаний;
- перечень лиц, согласовывающих техническую программу.

БГ.2.7.2 Рабочая программа испытаний должна содержать:

- перечень работ, выполняемых непосредственно перед испытаниями (подготовка оборудования, сборка схемы на источнике тепла и по сети, установка средств измерений, подготовка системы связи и сигнализации и др.), данные но исходному состоянию оборудования;
- перечень мероприятии по подготовке наблюдателей, включая проведение инструктажа по ведению измерений и действиям при отклонениях от режима и неисправностях средств измерений; проведение инструктажа по технике безопасности при испытаниях;
- перечень организаций и должностных лиц, ответственных за техническую и оперативную части испытаний;
- перечень организаций и лиц, согласовывающих рабочую программу испытаний;

- перечень и последовательность технологических операций по подготовке и проведению режимов испытаний;
- график проведения испытаний (время начала и окончания каждого этапа и испытаний в целом);
- указания о возможной корректировке графика испытаний (перерывов, повторение режимов, прекращение испытаний и др.) по промежуточным результатам испытаний;
- указания о режиме работы оборудования после завершения испытаний;
- требования техники безопасности при проведении испытаний;
- перечень лиц, ответственных за обеспечение и проведение испытаний;
- необходимые схемы, чертежи, графики.

БГ.2.8 Проведение тепловых испытаний

БГ.2.8.1 Осуществление разработанных гидравлических и температурных режимов испытаний производится в следующем порядке:

- включаются расходомеры на линиях сетевой и подпиточной воды и устанавливаются термометры на циркуляционной перемычке конечного участка кольца, на выходе трубопроводов из теплоподготовительной установки и на входе в нее;
- устанавливается определенный расчетом расход воды по циркуляционному кольцу, который поддерживается постоянным в течение всего периода испытаний;
- устанавливается давление в обратной линии испытываемого кольца на входе ее в теплоподготовительную установку;
- устанавливается температура $t_{п.н}$ воды в подающей линии испытываемого кольца на выходе из теплоподготовительной установки, определенная по (3).

БГ.2.8.2 Отклонение расхода сетевой воды в циркуляционном кольце не должно превышать ±2 от расчетного значения.

Температура воды в подающей линии должна поддерживаться постоянной с точностью ±0,5°С.

БГ.2.8.3 Определение тепловых потерь при подземной прокладке сетей производится при установившемся тепловом состоянии, что достигается путем стабилизации температурного поля в окружающем теплопроводы грунте, при заданном режиме испытаний.

Продолжительность достижения установившегося теплового состояния испытываемого кольца зависит от исходного состояния и температурного режима работы сети до испытаний и обычно находится в пределах (от 2 до 8) $\tau_к$, где $\tau_к$ определяют по (15).

Показателем достижения установившегося теплового состояния грунта на испытываемом кольце является постоянство температуры воды в обратной линии кольца на входе в теплоподготовительную установку в течение 4 ч.

Во время прогрева грунта измеряются расходы циркулирующей и подпиточной воды, температура сетевой воды на входе в теплоподготовительную установ-

ку и выходе из нее и на перемычке конечного участка испытываемого кольца. Результаты измерений фиксируются одновременно через каждые 30 мин.

Продолжительность периода достижения установившегося теплового состояния кольца существенно сокращается, если перед испытанием горячее водоснабжение присоединенных к испытываемой магистрали потребителей осуществлялось при температуре воды в подающей линии, близкой к температуре испытаний $t_{п.и}$.

БГ.2.8.4 Начиная с момента достижения установившегося теплового состояния во всех намеченных точках наблюдения устанавливаются термометры и измеряется температура воды. Запись показаний термометров и расходомеров ведется одновременно с интервалом 10 мин. Продолжительность основного режима испытаний должна составлять не менее $\tau_к$ + (8÷10) ч.

БГ.2.8.5 На заключительном этапе испытаний методом «температурной волны» уточняется $\tau_к$ воды по циркуляционному кольцу, предварительно определенная по (15). На этом этапе температура воды в подающей линии от 20 до 40 мин повышается от 10 до 20°С по сравнению со значением $t_{п.и}$ и поддерживается постоянной на этом уровне в течение 1 ч. Затем с той же скоростью температура воды понижается до значения $t_{п.и}$, которое и поддерживается до конца испытаний.

Расход воды при режиме «температурной волны» остается неизменным. Прохождение «температурной волны» по испытываемому кольцу фиксируется с интервалом 10 мин во всех точках наблюдения, что дает возможность определить фактическую продолжительность пробега частиц воды но каждому участку испытываемого кольца.

Испытания считаются законченными после того, как «температурная волна» будет отмечена в обратной линии кольца на входе в теплоподготовительную установку.

БГ.2.8.6 Суммарная продолжительность основного режима испытаний и периода пробега «температурной волны» составляет $2\tau_к$ + (10÷12) ч.

БГ.2.9 Обработка результатов испытаний

БГ.2.9.1 В результате испытаний определяются тепловые потери для каждого из участков испытываемого кольца отдельно по подающей и обратной линиям.

БГ.2.9.2 Для выявления периода, в течение которого температурный режим испытании был наиболее близок к установившемуся, необходимо построить по всем точкам измерений график изменения температуры.

По каждому наблюдательному пункту должны быть усреднены значения температуры воды, полученные при 20-30 последовательных измерениях в тот период, когда режим испытаний был наиболее близок к установившемуся. За этот же период усредняются значения расходов сетевой и подпиточной воды.

Усредняемые значения температуры должны быть смещены по времени на фактическую продолжительность пробега воды между точками измерения, определенную методом «температурной волны».

БГ.2.9.3 Тепловые потери по подающему $Q_{\text{п.и}}$ и обратному $Q_{\text{о.и}}$ трубопроводам для каждого из участков испытываемого кольца определяют по формулам, Вт или кКал /ч:

$$Q_{\text{п.и}} = c(G_{\text{с}} - \frac{G_{\text{п}}}{4})(t_{\text{п}}^{\text{н}} - t_{\text{п}}^{\text{к}}) \cdot 10^3; \quad (16)$$

$$Q_{\text{о.и}} = c(G_{\text{с}} - \frac{3G_{\text{п}}}{4})(t_{\text{о}}^{\text{н}} - t_{\text{о}}^{\text{к}}) \cdot 10^3, \quad (17)$$

где $G_{\text{с}}$ — усредненный расход сетевой воды в подающей линии на выходе из теплоподготовительной установки, кг/с (т/ч);

$G_{\text{п}}$ — усредненный расход подпиточной воды, кг/с (т/ч);

$t_{\text{п}}^{\text{н}}$ и $t_{\text{п}}^{\text{к}}$ –усредненные температуры воды в начале и конце подающего трубопровода на участке, °С;

$t_{\text{о}}^{\text{н}}$ и $t_{\text{о}}^{\text{к}}$ –усреднение температуры воды в начале и конце обратного трубопровода на участке, °С.

БГ.2.9.4 При наличии на испытанном участке циркуляционного кольца отрезков трубопровода с другими типами прокладок или конструкциями изоляции незначительной протяженности, на которых температурный перепад не измеряется, обработка результатов испытаний такого участка производится следующим образом:

- по (16) и (17) определяются фактические тепловые потери по подающей и обратной линиям на испытанном участке, включающем нехарактерные отрезки трубопровода;
- для каждого нехарактерного отрезка рассчитываются средние температуры воды по подающему и обратному трубопроводам, °С:

$$(t_{\text{п.и}}^{\text{ср}})' = t_{\text{п}}^{\text{н}} - (t_{\text{п}}^{\text{н}} - t_{\text{п}}^{\text{к}}) \frac{M_{\text{п.нач}} + 0{,}5M_{\text{п.отр}}}{M_{\text{п.уч}}}; \quad (18)$$

$$(t_{\text{о.и}}^{\text{ср}})' = t_{\text{о}}^{\text{к}} + (t_{\text{о}}^{\text{н}} - t_{\text{о}}^{\text{к}}) \frac{M_{\text{о.нач}} + 0{,}5M_{\text{о.отр}}}{M_{\text{о.уч}}}, \quad (19)$$

где $M_{\text{п.уч}}$ и $M_{\text{о.уч}}$ – материальные характеристики соответственно подающего и обратного трубопроводов на всем испытанном участке циркуляционного кольца, м^2;

$M_{\text{п.нач}}$ и $M_{\text{о.нач}}$ – материальные характеристики соответственно подающего и обратного трубопроводов части участка циркуляционного кольца от начала участка до места расположения нехарактерного отрезка, м^2;

$M_{\text{п.отр}}$ и $M_{\text{о.отр}}$ – материальные характеристики соответственно подающего и обратного трубопроводов нехарактерного отрезка, м^2.

По методу, указанному в п. БГ.2.4.3 настоящих Методических указаний, определяются приближенные тепловые потери нехарактерного отрезка трубопровода при температурном режиме испытаний; при этом L – длина нехарактерного отрезка (м), а значения $q_{\text{н.и}}$, $q_{\text{н.п.и}}$ и $q_{\text{н.о.и}}$ находятся по температурам $(t_{\text{п.и}}^{\text{ср}})'$, $(t_{\text{о.и}}^{\text{ср}})'$ и средним за время испытаний температурам грунта и окружающего воздуха.

Фактические тепловые потери по основной части испытанного участка циркуляционного кольца, используемые для дальнейших расчетов, определяются как разность тепловых потерь по каждому из трубопроводов по (16), (17) и на нехарактерных отрезках трубопроводов.

БГ.3 Оценка и использование результатов определения тепловых потерь

БГ.3.1 Полученные по результатам испытаний фактические тепловые потери, пересчитанные на среднегодовые температурные условия работы тепловой сети, используются как основа для последующего нормирования тепловых потерь тепловыми сетями электроснабжающей организации на пятилетний период, а также для оценки изменения теплотехнических свойств теплоизоляционных конструкций и технического состояния тепловых сетей в целом.

БГ.3.2 Оценка фактических тепловых потерь для среднегодовых условий производится путем их сопоставления с соответствующими значениями тепловых потерь, определенных по Нормам, приведенных в приложении БГ.А.2.

БГ.3.2.1 Пересчет фактических тепловых потерь для всех испытанных участков тепловой сети на среднегодовые условия ее работы производится по формулам, Вт или кКал /ч:

- для участков подземной прокладки, суммарно по подающему и обратному трубопроводам

$$Q_{\text{н.и}}^{\text{ср.г}} = \frac{Q_{\text{п.и}}(t_{\text{п}}^{\text{ср.г}} - t_{\text{тр}}^{\text{ср.г}}) + Q_{\text{о.и}}(t_{\text{о}}^{\text{ср.г}} - t_{\text{гр}}^{\text{ср.г}})}{\frac{1}{4}(t_{\text{п}}^{\text{н}} + t_{\text{п}}^{\text{к}} + t_{\text{о}}^{\text{н}} + t_{\text{о}}^{\text{к}}) - t_{\text{гр.и}}}; \quad (20)$$

- для участков надземной прокладки раздельно по подающему и обратному трубопроводам

$$Q_{\text{н.п.и}}^{\text{ср.г}} = \frac{Q_{\text{п.и}}(t_{\text{п}}^{\text{ср.г}} - t_{\text{в}}^{\text{ср.г}})}{\frac{1}{2}(t_{\text{п}}^{\text{н}} + t_{\text{п}}^{\text{к}}) - t_{\text{в.и}}}; \quad (21)$$

$$Q_{\text{н.о.и}}^{\text{ср.г}} = \frac{Q_{\text{о.и}}(t_{\text{о}}^{\text{ср.г}} - t_{\text{в}}^{\text{ср.г}})}{\frac{1}{2}(t_{\text{о}}^{\text{н}} + t_{\text{о}}^{\text{к}}) - t_{\text{в.и}}}, \quad (22)$$

где $t_{\text{гр.и}}$ и $t_{\text{в.и}}$ – температура грунта и окружающего воздуха, средняя за время испытании, °С.

БГ.3.2.2 Значения среднегодовых тепловых потерь по нормам для испытанных участков данной тепловой сети определяют по формулам, Вт или кКал /ч:

- для участков подземной прокладки

$$Q_{\text{н}}^{\text{ср.г}} = \Sigma\beta q_{\text{н}} L; \quad (23)$$

- для участков надземной прокладки

$$Q_{\text{н.п}}^{\text{ср.г}} = \Sigma\beta q_{\text{н.п}} L; \quad (24)$$

$$Q_{\text{н.о}}^{\text{ср.г}} = \Sigma\beta q_{\text{н.о}} L, \quad (25)$$

где значения $q_{\text{н}}$, $q_{\text{н.п}}$, $q_{\text{н.о}}$ и β определяются согласно п. БГ.2.4.3 настоящих Методических рекомендаций.

БГ.3.2.3 Соотношения фактических и определенных по нормам тепловых потерь определяют по формулам:

- для участков подземной прокладки

$$K = \frac{Q_{\text{н.и}}^{\text{ср.г}}}{Q_{\text{н}}^{\text{ср.г}}}; \quad (26)$$

- для участков надземной прокладки

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{н.п.и}}^{\text{ср.г}}}{Q_{\text{н.п}}^{\text{ср.г}}}; \quad (27)$$

$$K_{\text{о}} = \frac{Q_{\text{н.о.и}}^{\text{ср.г}}}{Q_{\text{н.о}}^{\text{ср.г}}} \quad (28)$$

БГ.3.3 При анализе результатов испытаний необходимо иметь в виду следующее:

- соотношения K показывают, на какое значение фактические тепловые потери отличаются от соответствующих потерь, определенных по нормам проектирования тепловой изоляции для различных видов прокладки. Так как нормативными документами не предусматривается определение тепловых потерь и их соответствие нормам при вводе тепловых сетей в эксплуатацию, то изменение технического состояния теплоизоляционной конструкции в процессе эксплуатации определяется динамикой изменения фактических тепловых потерь при регулярном проведении испытаний ;
- одинаковые значения соотношений K по видам прокладки (подземной и надземной) отражают различное техническое состояние теплоизоляционных конструкций. Для подземных прокладок меньше диапазон изменения коэффициентов K при ухудшении теплотехнических свойств изоляции, а также, как правило, ниже абсолютные значения K, чем для надземной прокладки;
- значения соотношений K для тепловых сетей, изоляция которых выполнена по ранее действовавшим нормам тепловых потерь и по которым спроектировано большинство действующих сетей, ниже из-за более высоких абсолютных значений удельных тепловых потерь, чем для тепловых сетей с изоляцией по нормам СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»[4].

БГ.3.4 Определение эксплуатационных нормируемых тепловых потерь всей сетью на основании анализа результатов испытаний на предстоящий период, а также сопоставление фактических и нормативных эксплуатационных тепловых потерь за прошедший период должно осуществляться в соответствии с методическими рекомендациями по составлению энергетической характеристики тепловых сетей по показателю тепловых потерь.

Приложение БГ.А
Формы таблиц исходных данных и результатов испытаний

Таблица БГ.А.1 – Материальная характеристика водяных тепловых сетей на балансе энергопредприятия

Участок сети	Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции	Год ввода в эксплуатацию	Наружный диаметр $d_н$, м	Длина участка L, м	Материальная характеристи-ка M, м^2	Доля материальной характеристики по типу прокладки или конструкции и изоляции

Таблица БГ.А.2 – Материальная характеристика испытываемых участков тепловой сети

Участок сети	Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции	Наружный диаметр $d_н$, м	Длина участка L, м	Объем трубопровода V, м^3	Материальная характеристика M, м^2

Таблица БГ.А.3 – Среднемесячные и среднегодовые температуры окружающей среды и сетевой воды

Месяц, год	Температура, °С		Температура сетевой воды в трубопроводах, °С	
	грунта на средней глубине залегания $t_{гр}$ $t_{гр}$	наружного воздуха $t_в$ $t_в$	подающем $t_п$ $t_п$	обратном $t_о$ $t_о$

Таблица БГ.А4 – Расчет потерь тепла на испытанных участках тепловой сети

Участок сети	Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции	Расход сетевой и подпиточной воды, кг/с (т/ч)		Температура воды в начале и конце участка, °С		Температура окружающей среды при испытаниях, °С	Фактические тепловые потери
		$G_с$	$G_п$	$t_н$	$t_к$		$Q_и$, Вт (кКал /ч)

Таблица БГ.А5 – Результаты сопоставления тепловых потерь

Участок сети	Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции	Фактические тепловые потери, приведенные, к среднегодовым условиям $Q_{н.и}^{ср.г}$, Вт (кКал /ч)	Определенные по нормам тепловые потери, приведенные к среднегодовым условиям $Q_{н}^{ср.г}$, Вт (кКал /ч)	Соотношение фактических и определенных по нормам тепловых потерь K

Приложение БГ.Б
Справочные материалы

Таблица БГ.Б.1 – Нормы потерь тепла изолированными водяными теплопроводами, расположенными в непроходных каналах и при бесканальной прокладке (с расчетной среднегодовой температурой грунта +5°С на глубине заложения теплопроводов)

Наружный диаметр труб $d_н$, мм	Нормы потерь тепла, Вт/м [кКал /(м^2·ч)]			
	обратного теплопровода при средней температуре воды ($t_о^{ср.г}$=50 °С)	двухтрубной прокладки при разности среднегодовых температур воды и грунта 52,5°С ($t_п^{ср.г}$=65 °С)	двухтрубной прокладки при разности среднегодовых температур воды и грунта 65°С ($t_п^{ср.г}$=90 °С)	двухтрубной прокладки при разности среднегодовых температур воды и грунта 75°С ($t_п^{ср.г}$=110 °С)
32	23 (20)	52 (45)	60 (52)	67 (58)
57	29 (25)	65 (56)	75 (65)	84 (72)
76	34 (29)	75 (64)	86 (74)	95 (82)
89	36 (31)	80 (69)	93 (80)	102 (88)
108	40 (34)	88 (76)	102 (88)	111 (96)
159	49 (42)	109 (94)	124 (107)	136 (117)
219	59 (51)	131 (113)	151 (130)	165 (142)
273	70 (60)	154 (132)	174 (150)	190 (163)
325	79 (68)	173 (149)	195 (168)	212 (183)
377	88 (76)	191 (164)*	212 (183)	234 (202)
426	95 (82)	209 (180)*	235 (203)	254 (219)
478	106 (91)	230 (198)*	259 (223)	280 (241)
529	117 (101)	251 (216)*	282 (243)	303 (261)
630	133 (114)	286 (246)*	321 (277)	345 (298)
720	145 (125)	316 (272)*	355 (306)	379 (327)
820	164 (141)	354 (304)*	396 (341)	423 (364)
920	180 (155)	387 (333)*	433 (373)	463 (399)
1020	198 (170)	426 (366)*	475 (410)	506 (436)
1220	233 (200)	499 (429)	561 (482)	591 (508)
1420	265 (228)	568 (488)	644 (554)	675 (580)

Примечания

1 Отмеченные знаком «*»значения удельных тепловых потерь приведены как оценочные из-за отсутствия в Нормах соответствующих значений удельных тепловых потерь для подающего трубопровода.

2 Удельные тепловые потери для диаметров 1220 и 1420 мм из-за их отсутствия в Нормах определены методом экстраполяции и приведены как рекомендуемые значения.

Таблица БГ.Б.2 – Нормы потерь тепла одним изолированным водяным теплопроводом при надземной прокладке с расчетной среднегодовой температурой наружного воздуха +5°С

Наружный диаметр труб $d_н$, мм	Нормы потерь тепла, Вт/м [кКал /($м^2$ · ч)]			
	Разность среднегодовой температуры сетевой воды в подающем или обратном трубопроводах и наружного воздуха, °С			
	45	70	95	120
32	17 (15)	27 (23)	36 (31)	44 (38)
49	21 (18)	31 (27)	42 (36)	52 (45)
57	24 (21)	35 (30)	46 (40)	57 (49)
76	29 (25)	41 (35)	52 (45)	64 (55)
82	32 (28)	44 (38)	58 (50)	70 (60)
108	36 (31)	50 (43)	64 (55)	78 (67)
133	41 (35)	56 (48)	70 (60)	86 (74)
159	44 (38)	58 (50)	75 (65)	93 (80)
194	49 (42)	67 (58)	85 (73)	102 (88)
219	53 (46)	70 (60)	90 (78)	110 (95)
273	61 (53)	81 (70)	101 (87)	124 (107)
325	70 (60)	93 (80)	116 (100)	139 (120)
377	82 (71)	108 (93)	132 (114)	157 (135)
426	95 (82)	122 (105)	148 (128)	174 (150)
478	103 (89)	131 (113)	158 (136)	186 (160)
529	110 (95)	139 (120)	168 (145)	197 (170)
630	121 (104)	154 (133)	186 (160)	220 (190)
720	133 (115)	168 (145)	204 (176)	239 (206)
820	157 (135)	195 (168)	232 (200)	270 (233)
920	180 (155)	220 (190)	261 (225)	302 (260)
1020	209 (180)	255 (220)	296 (255)	339 (292)
1420	267 (230)	325 (280)	377 (325)	441 (380)

Таблица БГ.Б.3 – Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность трубопроводов двухтрубных водяных тепловых сетей при прокладке в непроходных каналах, Вт/м [кКал / ($м^2$·ч)]

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 и менее						При числе часов работы в год более 5000					
	Трубопровод											
	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный
	Среднегодовая температура теплоносителя, °С											
	65	50	90	50	110	50	65	50	90	50	110	50
25	18 (15)	12 (10)	26 (22)	11 (9)	31 (27)	10 (9)	16 (14)	11 (9)	23 (20)	10 (9)	28 (24)	9 (8)
30	19 (16)	13 (11)	27 (23)	12 (10)	33 (28)	11 (9)	17 (15)	12 (10)	24 (21)	11 (9)	30 (26)	10 (9)
40	21 (18)	14 (12)	29 (25)	13 (11)	36 (31)	12 (10)	18 (15)	13 (11)	26 (22)	12 (10)	32 (28)	11 (9)
50	22 (19)	15 (13)	33 (28)	14 (12)	40 (34)	13 (11)	20 (17)	14 (12)	28 (24)	13 (11)	35 (30)	12 (10)
65	27 (23)	19 (16)	38 (33)	16 (14)	47 (40)	14 (12)	23 (20)	16 (14)	34 (29)	15 (13)	40 (34)	13 (11)
80	29 (25)	20 (17)	41 (35)	17 (15)	51 (44)	15 (13)	25 (22)	17 (15)	36 (31)	16 (14)	44 (38)	14 (12)
100	33 (28)	22 (19)	46 (40)	19 (16)	57 (49)	17 (15)	28 (24)	19 (16)	41 (35)	17 (15)	48 (41)	15 (13)
125	34 (29)	23 (20)	49 (42)	20 (17)	61 (53)	18 (15)	31 (27)	21 (18)	42 (36)	18 (15)	50 (43)	16 (14)
150	38 (33)	26 (22)	54 (46)	22 (19)	65 (56)	19 (16)	32 (28)	22 (19)	44 (38)	19 (16)	55 (47)	17 (15)
200	48 (41)	31 (27)	66 (57)	26 (22)	83 (71)	23 (20)	39 (34)	27 (23)	54 (46)	22 (19)	68 (59)	21 (18)
250	54 (46)	35 (30)	76 (65)	29 (25)	93 (80)	25 (22)	45 (39)	30 (26)	64 (55)	25 (22)	77 (66)	23 (20)
300	62 (53)	40 (34)	87 (75)	32 (28)	103 (89)	28 (24)	50 (43)	33 (28)	70 (60)	28 (24)	84 (72)	25 (22)
350	68 (59)	44 (38)	93 (80)	34 (29)	117 (101)	29 (25)	55 (47)	37 (32)	75 (65)	30 (26)	94 (81)	26 (22)
400	76 (65)	47 (40)	109 (94)	37 (32)	123 (106)	30 (26)	58 (50)	38 (33)	82 (71)	33 (28)	101 (87)	28 (24)
450	77 (66)	49 (42)	112 (96)	39 (34)	135 (116)	32 (28)	67 (58)	43 (37)	93 (80)	36 (31)	107 (92)	29 (25)
500	88 (76)	54 (46)	125 (108)	43 (37)	167 (144)	33 (28)	68 (59)	44 (38)	98 (84)	38 (33)	117 (101)	32 (28)
600	98 (84)	58 (50)	140 (121)	45 (39)	171 (147)	35 (30)	79 (68)	50 (43)	109 (94)	41 (35)	132 (114)	34 (29)
700	107 (92)	63 (54)	163 (140)	47 (40)	185 (159)	38 (33)	89 (77)	55 (47)	126 (108)	43 (37)	151 (130)	37 (32)
800	130 (112)	72 (62)	181 (156)	48 (41)	213 (183)	42 (36)	100 (86)	60 (52)	140 (121)	45 (39)	163 (140)	40 (34)
910	138 (119)	75 (65)	190 (164)	57 (49)	234 (201)	44 (38)	106 (91)	66 (57)	151	54 (46)	186	43 (37)

1000	152 (131)	78 (67)	199 (171)	59 (51)	249 (214)	49 (42)	117 (101)	71 (61)	158 (130)	57 (49)	192 (160)	47 (40)
1200	185 (159)	86 (74)	257 (221)	66 (57)	300 (258)	54 (46)	144 (124)	79 (68)	185 (136)	64 (55)	229 (165)	52 (45)
1400	204 (176)	90 (77)	284 (245)	69 (59)	322 (277)	58 (50)	152 (131)	82 (71)	210 (159)	68 (59)	252 (197)	56 (48)
									210 (181)		252 (217)	

Таблица БГ.Б.4 – Нормы плотности потока через изолированную поверхность трубопроводов при двухтрубной подземной бесканальной прокладке водяных тепловых сетей, Вт/м [кКал / ($м^2$ · ч)]

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 и менее				При числе часов работы в год более 5000			
	Трубопровод							
	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный
	Среднегодовая температура теплоносителя, °С							
	65	50	90	50	65	50	90	50
25	36 (31)	27 (23)	48 (41)	26 (22)	33 (28)	25 (22)	44 (38)	24 (21)
50	44 (38)	34 (29)	60 (52)	32 (28)	40 (34)	31 (27)	54 (46)	29 (25)
65	50 (43)	38 (33)	67 (58)	36 (31)	45 (39)	34 (29)	60 (52)	33 (28)
80	51 (44)	39 (34)	69 (59)	37 (32)	46 (40)	35 (30)	61 (53)	34 (29)
100	55 (47)	42 (36)	74 (64)	40 (34)	49 (42)	38 (33)	65 (56)	35 (30)
125	61 (53)	46 (40)	81 (70)	44 (38)	53 (46)	41 (35)	72 (62)	39 (34)
150	69 (59)	52 (45)	91 (78)	49 (42)	60 (52)	46 (40)	80 (69)	43 (37)
200	77 (66)	59 (51)	101 (87)	54 (46)	66 (57)	50 (43)	89 (77)	48 (41)
250	83 (71)	63 (54)	111 (96)	59 (51)	72 (62)	55 (47)	96 (83)	51 (44)
300	91 (78)	69 (59)	122 (105)	64 (55)	79 (68)	59 (51)	105 (90).	56 (48)
350	101 (87)	75 (65).	133 (115)	69 (59)	86 (74)	65 (56)	113 (97)	60 (52)
400	108 (93)	80 (69)	140 (121)	73 (63)	91 (78)	68 (59)	121 (104)	63 (54)
450	116 (100)	86 (74)	151 (130)	78 (67)	97 (84)	72 (62)	129 (111)	67 (58)
500	123 (106)	91 (78)	163 (140)	83 (71)	105 (90)	78 (67)	138 (119)	72 (62)
600	140 (121)	103 (89)	186 (160)	94 (81)	117 (101)	87 (75)	156 (134)	80 (69)
700	156 (134)	112 (96)	203 (175)	100 (86)	126 (108)	93 (80)	170 (146)	86 (74)
800	169 (146)	122 (105)	226 (195)	109 (94)	140 (121)	102 (88)	186 (160)	93 (80)

Таблица БГ.Б.5 – Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность трубопроводов при расположении на открытом воздухе, Вт/м [кКал / (м^2·ч)]

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год более 5000			При числе часов работы в год 5000 и массе		
	Средняя температура теплоносителя, °С					
	50	100	150	50	100	150
	Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [кКал / (м^2·ч)]					
15	10 (9)	20 (17)	30 (26)	11 (10)	22 (19)	34 (29)
20	11 (10)	22 (19)	34 (29)	13 (11)	25 (22)	38 (33)
25	13 (11)	25 (22)	37 (32)	15 (13)	28 (24)	42 (36)
40	15 (13)	29 (25)	44 (38)	18 (15)	33 (28)	49 (42)
50	17 (15)	31 (27)	47 (40)	19 (16)	36 (31)	53 (46)
65	19 (16)	36 (31)	54 (46)	23 (20)	41 (35)	61 (53)
80	21 (18)	39 (34)	58 (50)	25 (22)	45 (39)	66 (57)
100	24 (21)	43 (37)	64 (55)	28 (24)	50 (43)	73 (63)
125	27 (23)	49 (42)	70 (60)	32 (28)	55 (48)	81 (70)
150	30 (26)	54 (46)	77 (66)	35 (30)	63 (54)	89 (77)
200	37 (32)	65 (56)	93 (80)	44 (38)	77 (66)	109 (94)
250	43 (37)	75 (65)	106 (91)	51 (44)	88 (76)	125 (108)
300	49 (42)	84 (72)	118 (102)	59 (51)	101 (87)	140 (121)
350	55 (47)	93 (80)	131 (113)	66 (57)	112 (96)	155 (133)
400	61 (53)	102 (88)	142 (122)	73 (63)	122 (105)	170 (146)
450	65 (56)	109 (94)	152 (131)	80 (69)	132 (114)	182 (157)
500	71 (61)	119 (102)	166 (143)	88 (76)	143 (123)	197 (170)
600	82 (71)	130 (117)	188 (162)	100 (86)	165 (142)	225 (194)
700	92 (79)	151 (130)	209 (180)	114 (98)	184 (158)	250 (215)
800	103 (89)	167 (144)	213 (183)	128 (110)	205 (177)	278 (239)
900	113 (97)	184 (158)	253 (218)	141 (121)	226 (195)	306 (263)
1000	124 (107)	201 (173)	275 (237)	155 (133)	247 (213)	333 (287)
Криволинейные поверхности диаметром более 1020 мм и плоские	Нормы поверхностной плотности теплового потока, Вт/м^2 [кКал / (м^2·ч)]					
	35 (30)	54 (46)	70 (60)	44 (38)	71 (61)	88 (76)

Приложение БД
(рекомендуемое)
Типовая инструкция по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей в процессе эксплуатации

БД.1 Общие положения

БД.1.1 Периодическое техническое освидетельствование трубопроводов тепловых сетей проводится в целях проверки технического состояния трубопроводов, соответствия их требованиям [1] и определения возможности их дальнейшей эксплуатации в соответствии с Методическими рекомендациями по обследованию и техническому освидетельствованию объектов котлонадзора.

БД.1.2 Категория трубопроводов тепловых сетей (табл. БД.1) определяется в соответствии с [1] по рабочим параметрам транспортируемой среды.

Таблица БД.1 – Категории и группы трубопроводов тепловых сетей

Категория трубопроводов	Группа	Рабочие параметры среды	
		Температура, °С	Давление, МПа (кгс/см^2)
III	1	Св. 250 до 350 вкл.	До 4,0 (40)* вкл.
	2	До 250 вкл.	Св. 1,6 (16) до 4,0 (40) вкл.
IV		Св. 115 до 250 вкл.	Св. 0,07 (0,7) до 1,6 (16) вкл.
Примечание – * Здесь и далее по тексту Типовой инструкции указывается избыточное давление.			

БД.1.3 При определении категории и группы трубопровода за рабочие параметры транспортируемой среды для подающих и обратных трубопроводов водяных тепловых сетей должны приниматься наибольшее возможное давление и максимальная температура воды в подающем трубопроводе с учетом работы насосных подстанций на трассе и рельефа местности.

Для трубопроводов паровых тепловых сетей за рабочие параметры следует принимать параметры, указанные в п. 1.1.4, в, г [1].

БД.1.4 Категория трубопровода, определяемая по рабочим параметрам транспортируемой среды на входе в него (при отсутствии на нем устройств, изменяющих эти параметры), относится ко всему трубопроводу независимо от его протяженности и должна быть указана в проектной документации и паспорте трубопровода.

БД.1.5 Трубопроводы тепловых сетей, на которые распространяются [1][4], в процессе эксплуатации должны подвергаться следующим видам технического освидетельствования: наружному осмотру и гидравлическому испытанию.

---

[4] ПБ 10-573-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» (п. 1.1.1) «...устанавливают требования к проектированию, конструкции, материалам, изготовлению, монтажу, ремонту и эксплуатации трубопроводов, транспортирующих водяной пар с рабочим давлением более 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2) или горячую воду с температурой свыше 115°С».

ПБ 10-573-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» (п. 1.1.2) **не распространяются** на «д) трубопроводы I категории с наружным диаметром менее 51

БД.1.6 Наружный осмотр трубопроводов тепловых сетей при техническом освидетельствовании может производиться без снятия изоляции или со снятием изоляции.

Наружный осмотр трубопроводов, производимый без снятия изоляции, имеет целью проверку: отсутствия видимой течи из трубопровода и защемления трубопровода в компенсаторах, в местах прохода трубопровода через стенки камер, площадки и т.п.; состояния подвижных и неподвижных опор.

Наружный осмотр трубопроводов, производимый со снятием изоляции, имеет целью выявление изменений формы трубопровода, поверхностных дефектов в основном металле трубопровода и сварных соединениях, образовавшихся в процессе эксплуатации (трещин всех видов и направлений, коррозионного износа поверхностей и др.), и должен включать визуальный и измерительный контроль. Решение о необходимости снятия изоляции и проведения измерительного контроля, а также его объемах может приниматься инспектором Ростехнадзора России, специалистом организации, имеющей разрешение (лицензию) органов Ростехнадзора России на проведение технического освидетельствования трубопроводов, или лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода.

БД.1.7 Техническое освидетельствование трубопроводов тепловых сетей должно производиться лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов, в следующие сроки [1]:

- наружный осмотр трубопроводов всех категорий в процессе работы – не реже одного раза в год;
- наружный осмотр и гидравлическое испытание трубопроводов, **не подлежащих регистрации в органах Ростехнадзора России**[5], – перед пуском в эксплуатацию после монтажа, ремонта, **связанного со сваркой,** а также при пуске трубопроводов после нахождения их в состоянии консервации свыше двух лет.

БД.1.8 Зарегистрированные в органах Ростехнадзора России трубопроводы тепловых сетей должны подвергаться:

- наружному осмотру и гидравлическому испытанию перед пуском вновь смонтированного трубопровода (наружный осмотр в этом случае должен производиться до нанесения изоляции и должен включать визуальный и измерительный контроль), после ремонта трубопровода, **связанного со свар-**

мм и трубопроводы II, III и IV категорий с наружным диаметром менее 76 мм; ... к) трубопроводы, изготовленные из неметаллических материалов».

[5] Правила ПБ 10-573-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» (п. 5.1.2) устанавливают, что: «Трубопроводы I категории с условным проходом более 70 мм, трубопроводы II и III категорий с условным проходом более 100 мм, а также трубопроводы IV категории, расположенные в пределах зданий тепловых электростанций и котельных, с условным проходом более 100 мм должны быть зарегистрированы до пуска в работу в органах Ростехнадзора России. Другие трубопроводы, на которые распространяются настоящие Правила, подлежат регистрации на предприятии (организации), являющемся владельцем трубопровода».

кой, а также при пуске трубопровода после нахождения в состоянии консервации свыше двух лет (проводится инспектором Ростехнадзора России);

- наружному осмотру не реже одного раза в три года (проводится специалистом организации, имеющей разрешение (лицензию) органов Ростехнадзора России на проведение технического освидетельствования трубопроводов пара и горячей воды).

БД.1.9 Ежегодный наружный осмотр в процессе работы трубопроводов тепловых сетей, проложенных в доступных для осмотра местах (при надземной прокладке, а также в коллекторах, тоннелях, проходных каналах, щитовых проходках), должен производиться без снятия изоляции. В случае выявления течи или парения трубопровода, разрушения изоляции, нерасчетных смещений трубопровода должно быть произведено снятие изоляции, а трубопровод должен быть подвергнут наружному осмотру, включающему визуальный и (по решению лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода) измерительный контроль.

БД.1.10 Ежегодный наружный осмотр в процессе работы трубопроводов тепловых сетей в недоступных для осмотра местах (при прокладке в непроходных каналах, бесканальной прокладке) должен осуществляться путем осмотра трубопроводов в пределах камер и смотровых колодцев без снятия изоляции. Наружный осмотр таких трубопроводов, включающий визуальный и (по решению лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода) измерительный контроль, с вскрытием грунта и снятием изоляции должен производиться при обнаружении течи или парения из трубопровода, нерасчетных смещений трубопровода, разрушения или увлажнения изоляции и т.п. Для обнаружения дефектов трубопроводов косвенными методами должны использоваться современные методы неразрушающего контроля состояния трубопроводов тепловых сетей: инфракрасная техника, акустические и ультразвуковые течеискатели, методы корреляции[6], акустической эмиссии[7] и др.

БД.1.11 Для подземных трубопроводов тепловых сетей, проложенных с использованием изоляционных конструкций высокой заводской готовности (например, трубопроводов с изоляцией из пенополиуретана и трубой-оболочкой из полиэтилена высокой плотности, оборудованных системой оперативного дистанционного контроля – ОДК, сигнализирующей о повреждениях и наличии влаги в изоляции, а также трубопроводов с другими видами теплоизоляционных конструкций, не уступающими указанной выше конструкции по эксплуатационным свойствам), для которых завод-изготовитель и строительно-монтажная организация, выполняющая укладку изолированных труб и заделку стыковых соединений,

---

[6] Метод корреляции (корреляция - «взаимосвязь») основан на определении разницы во времени поступления акустического сигнала, вызываемого утечкой воды из трубопровода, к двум точкам измерения. Коррелятор рассчитывает расстояние между местом утечки и одной из точек измерения и показывает его в графическом или цифровом (в метрах) виде.

[7] Метод акустической эмиссии основан на регистрации и анализе акустических сигналов, сопровождающих зарождение и развитие микро- и макродефектов контролируемого трубопровода под воздействием различного вида нагрузок.

гарантируют герметичность изоляционной конструкции, ежегодный наружный осмотр в процессе работы может не производиться. В этом случае в процессе работы должно вестись непрерывное наблюдение за показаниями датчиков системы ОДК. Наружный осмотр таких трубопроводов с вскрытием грунта и снятием изоляции, включающий визуальный и измерительный контроль, должен производиться только при получении сигналов датчиков, указывающих на нарушение нормальной работы изоляционной конструкции на отдельных участках трубопроводов (увлажнение и др.).

БД.1.12 Наружный осмотр трубопроводов в процессе работы, включающий визуальный и измерительный контроль, должен производиться в соответствии с требованиями [1].

БД.1.13 Трубопроводы вне зависимости от способа прокладки и вида теплоизоляционной конструкции, проработавшие назначенный срок службы по ГОСТ 27.002 (для трубопроводов тепловой сети – «нормативный срок службы»[8], который должен быть указан в проектной документации и паспорте трубопровода), должны пройти техническое диагностирование или должны быть выведены из эксплуатации [1]. Техническое диагностирование должно выполняться организацией, имеющей разрешение (лицензию) Ростехнадзора России на выполнение этих работ.

БД.1.14 При техническом освидетельствовании трубопроводов тепловых сетей, если оно производится инспектором Ростехнадзора России или специалистом другой организации, обязательно присутствие лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов со стороны организации (предприятия) – владельца трубопровода.

БД.1.15 Перед техническим освидетельствованием трубопровод должен быть надежно отключен от действующих трубопроводов и оборудования – Методические рекомендации по обследованию и техническому освидетельствованию объектов котлонадзора и Инструкция по визуальному и измерительному контролю РД 34.10.130-96.

БД.1.16 Техническое освидетельствование трубопроводов тепловых сетей должно производиться в такой последовательности:

а) проверка паспорта (технической документации) трубопровода;

б) проведение наружного осмотра трубопровода;

в) проведение гидравлического испытания трубопровода.

БД.2Подготовка трубопроводов тепловых сетей к наружному осмотру при периодическом техническом освидетельствовании

---

[8] Нормативный срок службы трубопроводов тепловых сетей принимается по нормам амортизационных отчислений, установленным в действующем документе «О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР» (Постановление Совмина СССР от 22 октября 1990 г. № 1072). Для стальных трубопроводов тепловых сетей (шифр 30121) эта норма составляет 4 % балансовой стоимости, что соответствует 25 годам эксплуатации. Этот срок должен приниматься проектировщиками при технико-экономических обоснованиях проектов.

БД.2.1 Подготовка трубопроводов тепловых сетей к наружному осмотру выполняется организацией (предприятием) – владелицей трубопровода, эксплуатирующей тепловые сети.

БД.2.2 Трубопроводы тепловых сетей, подлежащие наружному осмотру, включающему визуальный и измерительный контроль, должны быть выведены из работы, охлаждены до температуры не выше 40°С, дренированы, отключены от соседних трубопроводов, а тепловая изоляция, препятствующая контролю технического состояния металла труб и сварных соединений, должна быть частично или полностью удалена в местах, оговоренных программой работ по техническому освидетельствованию (Инструкция по визуальному и измерительному контролю; РД 34.10.130-96).

БД.2.3 Для проведения работ по вскрытию подземных трубопроводов тепловых сетей (вскрытие грунта и каналов, снятие изоляции), а также по снятию изоляции с трубопроводов, проложенных надземно и в тоннелях (проходных каналах), при периодических технических освидетельствованиях в организации (предприятии) – владелице трубопроводов, эксплуатирующей тепловые сети, должна быть организована комиссия под председательством лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов, назначенного приказом по организации (предприятию).

БД.2.4 Вскрытие трубопроводов для наружного осмотра в подземных тепловых сетях, проложенных в непроходных каналах и бесканально, следует производить в первую очередь в местах, где, согласно СТО »Трубопроводы тепловых сетей. Защита от коррозии. Условия создания. Нормы и требования», СТО »Трубопроводы тепловых сетей. Защита от коррозии. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» и пункта 9.6 настоящего стандарта, имеют место признаки (критерии) опасности наружной коррозии трубопроводов.

Для подземных тепловых сетей, **проложенных в каналах,** признаками (критериями) опасности наружной коррозии трубопроводов являются:

- наличие воды в канале или занос канала грунтом, когда вода или грунт достигают изоляционной конструкции трубопровода;
- увлажнение теплоизоляционной конструкции трубопровода (обнаруживаемое в процессе эксплуатации) капельной влагой с перекрытия канала, которая достигает поверхности трубопровода, или влагой, стекающей по щитовой опоре.

Для подземных тепловых сетей, **проложенных бесканально,** признаками (критериями) опасности наружной коррозии трубопроводов являются:

- коррозионная агрессивность грунтов, оцененная как «высокая» (ГОСТ 9.602-89 «единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии» , пункт 9.6 настоящего стандарта, Типовые правила пожарной безопасности для промышленных предприятий);

- опасное влияние постоянных[9] и переменных[10] блуждающих токов на трубопроводы.

БД.2.5 Кроме тех участков трубопроводов, где имеются признаки (критерии) опасной наружной коррозии (см. п. БД.2.4 настоящей Типовой инструкции), в подземных канальных и бесканальных прокладках вскрытие трубопроводов тепловых сетей для наружного осмотра при техническом освидетельствовании следует также производить преимущественно в указанных ниже неблагоприятных местах, где возможно возникновение процессов наружной коррозии трубопроводов (Приложение АИ Методические рекомендации по проведению шурфовок в тепловых сетях):

- вблизи мест, где при эксплуатации наблюдались коррозионные повреждения трубопроводов;
- на участках, расположенных вблизи линий канализации и водопровода или в местах пересечения с этими сооружениями;
- в тех местах, где наблюдаются повышенные тепловые потери;
- в тех местах, где по результатам инфракрасной съемки обнаружены утечки теплоносителя.

БД.2.6 В организации (предприятии) – владелице трубопровода, эксплуатирующей тепловые сети, должен иметься паспорт трубопровода (со схемой тепловой сети), в котором должны систематически отмечаться: затопляемые участки трубопроводов; участки, где производилась перекладка трубопроводов; места, где наблюдались коррозионные и другие повреждения трубопроводов; места, где проводились шурфовки или вскрывались трубопроводы для наружного осмотра. На схему должны быть нанесены рельсовые пути электрифицированного транспорта, смежные металлические подземные коммуникации, места расположения установок электрохимической защиты на трубопроводах тепловых сетей и смежных подземных металлических сооружениях.

БД.2.7 При проведении работ по вскрытию трубопроводов для технического освидетельствования должен производиться попутный осмотр и оценка состояния строительных и изоляционных конструкций в соответствии с Приложением АИ Методические рекомендации по проведению шурфовок в тепловых сетях.

БД.3Требования к приборам и инструментам при наружном осмотре, визуальном и измерительном контроле трубопроводов тепловых сетей при периодическом техническом освидетельствовании

---

[9] Признаком опасного влияния **постоянных** блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей следует считать наличие знакопеременного (знакопеременная зона) или изменяющегося во времени смещения разности потенциалов между трубопроводами тепловых сетей и электродом сравнения от стационарного потенциала в сторону положительных значений (анодная зона) (пункт 9.6 настоящего стандарта)

[10] Признаком опасного влияния **переменных** блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей следует считать смещение среднего значения разности потенциалов между трубопроводами тепловых сетей и медносульфатным электродом сравнения в отрицательную сторону не менее чем на 10 мВ по сравнению с разностью потенциалов, измеренной при отсутствии влияния переменного тока (пункт 9.6 настоящего стандарта).

БД.3.1 Визуальный контроль трубопровода и сварных соединений производится невооруженным глазом или с применением оптических приборов (луп, визуально-оптических приборов для контроля удаленных и скрытых объектов).

БД.3.2 Для измерения формы и размеров трубопровода и сварных соединений, а также поверхностных дефектов должны применяться исправные, прошедшие метрологическую поверку приборы, имеющие клейма с непросроченной датой поверки. Надзор за состоянием средств измерений должно осуществлять метрологическое подразделение организации (предприятия) – владелицы.

Перечень инструментов и приборов, рекомендуемых для визуального и измерительного контроля, приведен в Инструкции по визуальному и измерительному контролю; РД 34.10.130-96.

БД.3.3 Погрешность измерений при измерительном контроле не должна превышать значений, указанных в Инструкции по визуальному и измерительному контролю; РД 34.10.130-96.

БД.4Требования к персоналу, проводящему периодическое техническое освидетельствование трубопроводов тепловых сетей

БД.4.1 Работы по визуальному и измерительному контролю трубопроводов тепловых сетей при наружном осмотре должны производить специалисты (инженерно-технические работники), имеющие необходимое общее образование, теоретическую и практическую подготовку по визуальному и измерительному контролю, прошедшие аттестацию на право выполнения контрольных работ в порядке, установленном Госгортехнадзором России.

БД.4.2 Теоретическая и практическая подготовка специалистов и контролеров должна производиться на специальных курсах при учебно-аттестационных центрах, учебных комбинатах или по месту работы в подразделениях неразрушающего контроля в соответствии с программой, приведенной в Инструкции по визуальному и измерительному контролю; РД 34.10.130-96.

БД.5Порядок и методы проведения наружного осмотра, визуального и измерительного контроля трубопроводов тепловых сетей при периодическом техническом освидетельствовании; оценка результатов

БД.5.1 Визуальный контроль основного металла трубопровода тепловой сети и сварных соединений на стадии периодического технического освидетельствования должен выполняться в целях подтверждения отсутствия поверхностных повреждений, вызванных условиями эксплуатации трубопровода.

Измерительный контроль основного металла трубопровода тепловой сети и сварных соединений на стадии периодического технического освидетельствования должен выполняться в целях подтверждения допустимости повреждений основного металла трубопровода и сварных соединений, выявленных при визуальном контроле, а также соответствия геометрических размеров трубопровода и сварных соединений требованиям рабочих чертежей, технических условий, стандартов и паспортов (Инструкция по визуальному и измерительному контролю; РД 34.10.130-96).

БД.5.2 При проведении наружного осмотра трубопровода тепловой сети должно быть проверено:

- соответствие исполнительной схемы, приведенной в паспорте трубопровода, фактическому состоянию контролируемого трубопровода;
- наличие и соответствие типов опор трубопровода монтажно-сборочному чертежу, их исправность; на схеме должны быть указаны расстояния между точками крепления опор к трубопроводу и ближайшими сварными швами или гибами;
- отсутствие защемлений трубопровода при проходах через стенки камер, вблизи колонн и ферм каркасов;
- наличие и исправность дренажей;
- состояние изоляции;
- отсутствие видимой течи из трубопровода (Типовая программа технического диагностирования трубопроводов, отработавших расчетный срок службы (расчетный ресурс)).

БД.5.3 Визуальный и измерительный контроль при наружном осмотре трубопровода тепловых сетей при периодическом техническом освидетельствовании должен выполняться в соответствии с Инструкцией по визуальному и измерительному контролю; РД 34.10.130-96.

БД.5.4 При визуальном и измерительном контроле, проводимом при наружном осмотре трубопроводов тепловых сетей в ходе технического освидетельствования, должны выявляться изменения формы трубопроводов, а также поверхностные дефекты в основном металле трубопроводов и сварных соединениях, образовавшиеся в процессе эксплуатации (коррозионный износ поверхностей, трещины всех видов и направлений, деформация трубопроводов и др.).

БД.5.5 Перед проведением визуального и измерительного контроля поверхность трубопровода или сварного соединения в зоне контроля должна быть зачищена до чистого металла от продуктов коррозии, окалины, грязи, краски, брызг расплавленного металла и других загрязнений, препятствующих проведению контроля.

БД.5.6 Визуальный и измерительный контроль состояния металла труб и сварных соединений при периодическом техническом освидетельствовании трубопроводов тепловых сетей согласно Инструкции по визуальному и измерительному контролю; РД 34.10.130-96 должен выполняться в соответствии с «Технологическими картами визуального и измерительного контроля при наружном осмотре трубопровода тепловой сети» (приложение БВ.Б), которые должны разрабатываться в составе «Программы периодического технического освидетельствования трубопроводов тепловых сетей» Инструкцией по визуальному и измерительному контролю; РД 34.10.130-96, которая должна разрабатываться организацией (предприятием) – владелицей трубопровода, эксплуатирующей трубопроводы тепловых сетей, или специальной организацией, имеющей соответствующую лицензию, выданную Госгортехнадзором России. В технологических картах должны указываться места проведения контроля на конкретном трубопроводе, схемы контроля, средства измерения контролируемого параметра, нормы оценки

качества, бланки фиксации результатов контроля измерения (Инструкция по визуальному и измерительному контролю; РД 34.10.130-96).

БД.5.7 Визуальный контроль, как правило, должен выполняться невооруженным глазом или с помощью лупы.

БД.5.8 Визуальный и измерительный контроль при наружном осмотре трубопровода должен выполняться до проведения контроля трубопровода (и сварных соединений) другими методами неразрушающего контроля магнитопорошковой дефектоскопии (до гидравлического испытания, до ультразвукового контроля и др.). Все измерения должны производиться после визуального контроля или параллельно с ним.

БД.5.9 При доступности для осмотра визуальный и измерительный контроль трубопровода тепловой сети (и сварных соединений на нем) должен выполняться как с наружной, так и с внутренней стороны.

Осмотр трубопровода тепловой сети с внутренней стороны должен производиться при ремонтных работах на трубопроводе (замене участков трубопровода, разборке фланцевых соединений, изменении трассировки трубопроводов и т.п.).

БД.5.10 При визуальном контроле состояния основного металла трубопровода тепловой сети и сварных соединений должно быть проверено отсутствие:

- механических повреждений основного металла трубопровода и наплавленного металла сварных соединений;
- трещин и других поверхностных дефектов, образовавшихся в процессе эксплуатации;
- коррозионных повреждений поверхностей металла трубопровода и сварных соединений (коррозионного износа);
- деформированных участков трубопровода (коробления, провисания и других отклонений от первоначальной формы).

БД.5.11 При измерительном контроле состояния основного металла трубопровода тепловой сети и сварных соединений должны быть определены:

- размеры механических повреждений основного металла трубопровода и сварных соединений, в том числе длина, ширина и глубина вмятин, выпучин и др.;
- овальность цилиндрических элементов, в том числе гибов труб, прямолинейность (прогиб) образующей трубопровода;
- фактическая толщина стенки трубопровода, глубина коррозионных повреждений и язв, размеры зон коррозионных повреждений.

БД.5.12 Измерения фактической толщины стенки трубопровода должны выполняться ультразвуковым методом, по предварительно размеченным точкам.

Для измерений должны использоваться ультразвуковые толщиномеры, отвечающие требованиям ГОСТ 28702.

БД.5.13 Участки трубопровода, на которых при осмотре были обнаружены коррозионные разрушения металла, в процессе дальнейшей эксплуатации должны подвергаться дополнительному визуальному и измерительному контролю, периодичность и объем которого должен определяться лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода. При этом должны быть приняты необходимые меры к выявлению причин, вызывающих коррозию

металла, и их устранению (Типовая инструкция по эксплуатации, ремонту и контролю станционных трубопроводов сетевой воды: ТИ 34-70-042-85; СО 153-34.39.501).

БД.5.14 Недопустимые поверхностные дефекты, выявленные при визуальном и измерительном контроле, должны быть исправлены до проведения контроля другими неразрушающими методами (если таковой проводится) [1] по ГОСТ 23479, ГОСТ 23055, ГОСТ 7512, ГОСТ 14782, ГОСТ 18442, ГОСТ 21105 .

БД.5.15 Оценка результатов визуального и измерительного контроля состояния металла труб и сварных соединений при техническом освидетельствовании трубопроводов тепловых сетей должна производиться в соответствии с нормами, приведенными в [1].

Нормы оценки качества при визуальном и измерительном контроле должны приводиться в производственно-контрольной документации на визуальный и измерительный контроль конкретных трубопроводов.

БД.5.16 Для трубопроводов тепловых сетей оценка результатов измерительного контроля должна приниматься по доле уменьшения первоначальной (расчетной) толщины стенки стандарт организации ОАО РАО «еЭС России» «Трубопроводы и арматура ТЭС. Условия создания. Нормы и требования», СТО 7023842.27.100.029-2009. Участки трубопровода, на которых при измерительном контроле выявлены уменьшения первоначальной (расчетной) толщины стенки трубопровода на 20 % и более, подлежат замене. Для принятия решения о замене лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода, должно выполнить поверочный расчет на прочность того участка трубопровода, где обнаружено утонение стенки, с учетом требований[1].

БД.5.17 Результаты визуального и измерительного контроля внутренней поверхности трубопроводов тепловых сетей должны оцениваться с учетом интенсивности процесса внутренней коррозии (табл. БД.2), определяемой по установленным в тепловых сетях «индикаторам внутренней коррозии». В основу табл. БД2 положена скорость (проницаемость) коррозии *n* (мм/год) [см. настоящий стандарт организации], (Методические указания по определению готовности систем теплоснабжения к прохождению отопительного сезона: МУ 34-70-171-87)

Таблица БД.2 – Оценка интенсивности внутренней коррозии

Группа интенсивности коррозии	Скорость (проницаемость) коррозии *n*, мм/год	Интенсивность коррозионного процесса
1	До 0,04 вкл.	Слабая
2	Св. 0,04 до 0,05 вкл.	Средняя
3	Св. 0,05 до 0,20 вкл.	Сильная
4	Св. 0,20	Аварийная

Определение значения *n* следует производить путем сопоставления данных по скорости (проницаемости) коррозии, полученных при текущих измерениях, с данными предыдущего измерительного контроля с учетом времени, прошедшего между предыдущими и текущими измерениями. Методика определения значения *n* приведена в настоящем стандарте организации.

Интенсивность коррозии, соответствующая 1-й группе, считается безопасной.

При интенсивности коррозии, соответствующей 2-й группе, должны быть проанализированы причины коррозии и выработаны мероприятия по их устранению.

При интенсивности коррозии, соответствующей 3-й и 4-й группам, эксплуатация трубопровода должна быть запрещена [Методические указания по определению готовности систем теплоснабжения к прохождению отопительного сезона: МУ 34-70-171-87] до устранения причин, вызывающих интенсивную внутреннюю коррозию. Решение о запрещении дальнейшей эксплуатации трубопровода принимается лицом, производившим освидетельствование трубопровода.

БД.5.18 Оценка качества сварных соединений трубопроводов тепловых сетей должна осуществляться в соответствии с СНиП 3.05.03-85 «Тепловые сети»[6]. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, РД 2730.940.103-92 Котлы паровые и водогрейные, трубопроводы пара и горячей воды, Сварные соединения. Контроль качества:.- М.: НПО ЦНИИТМАШ, 1993 и РД 34.15.027-93 Сварка, термообработка и контроль трубных систем котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте оборудования электростанций (РТМ-1с-293):.- М.: НПО ОБТ, 1994.

БД.6Регистрация результатов визуального и измерительного контроля при наружном осмотре трубопроводов тепловых сетей в ходе периодического технического освидетельствования

БД.6.1 Результаты визуального и измерительного контроля при наружном осмотре на стадии технического освидетельствования трубопроводов тепловой сети в процессе эксплуатации должны быть зафиксированы в учетной (журнал учета и регистрации результатов визуального и измерительного контроля – приложение БД.В) и отчетной документации, оформляемой в соответствии с ГОСТ 23479.

БД.6.2 Рекомендуемые формы документов, оформляемых по результатам контроля (Инструкция по визуальному и измерительному контролю; РД 34.10.130-96) приведены в приложениях БД.Г и БД.Д.

БД.7Гидравлическое испытание трубопроводов тепловых сетей при периодическом техническом освидетельствовании

БД.7.1 Трубопроводы тепловых сетей при проведении периодического технического освидетельствования должны подвергаться гидравлическому испытанию в целях проверки прочности и плотности трубопроводов и их элементов (см. приложение ББ.А), включая все сварные и другие соединения.

Гидравлическое испытание проводится после наружного осмотра, визуального и измерительного (если таковой предусматривался) контроля трубопровода.

БД.7.2 Минимальное значение пробного давления при гидравлическом испытании трубопроводов тепловых сетей должно составлять 1,25 рабочего давления.

Значение рабочего давления для трубопроводов тепловых сетей должно устанавливаться техническим руководителем организации, эксплуатирующей тепловые сети, в соответствии с требованиями [1]

БД.7.3 Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с требованиями [1], с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления должно устанавливаться техническим руководителем организации, эксплуатирующей тепловые сети.

БД.7.4 Подающие и обратные трубопроводы тепловых сетей должны испытываться раздельно.

БД.7.5 Гидравлическое испытание должно проводиться в следующем порядке:

- испытываемый участок трубопровода отключается от действующей тепловой сети;
- по манометру, расположенному в самой высокой точке участка испытываемого трубопровода, после наполнения последнего водой и спуска воздуха устанавливается пробное давление; давление в трубопроводе следует повышать плавно; скорость подъема давления должна быть указана в НТД на изготовление трубопровода [1];
- трубопровод выдерживается под пробным давлением не менее 10 мин, после чего это давление плавно понижается до значения рабочего, при котором производится тщательный осмотр трубопровода по всей длине.

БД.7.6 Для гидравлического испытания трубопровода должна применяться вода с температурой не ниже плюс 5 и не выше плюс 40°С

Гидравлическое испытание трубопровода при периодическом техническом освидетельствовании должно проводиться при положительной температуре окружающего воздуха.

БД.7.7 Измерение давления при гидравлическом испытании трубопровода должно производиться по двум манометрам, один из которых должен являться контрольным. При этом манометры должны быть одного типа, с одинаковыми классом точности, пределом измерения и ценой деления.

При испытании трубопровода следует применять пружинные манометры, прошедшие поверку в установленном порядке. Использование манометров с просроченными сроками поверки не допускается. Пружинные манометры должны иметь класс точности 1,5, диаметр корпуса не менее 150 мм и шкалу на номинальное давление около 4/3 измеряемого.

БД.7.8 Трубопровод и его элементы считаются выдержавшими гидравлическое испытание, если не обнаружено: течи, потения в сварных соединениях и основном металле, видимых остаточных деформаций, трещин и признаков разрыва.

БД.7.9 Недопустимые дефекты, обнаруженные в процессе гидравлического испытания, должны быть устранены с последующим контролем исправленных участков.

Технология исправления дефектов и порядок контроля устанавливаются производственно-технической документацией, разработанной в соответствии с [1].

Исправление дефектов на одном и том же участке сварного соединения допускается производить не более трех раз.

БД.7.10 Результаты гидравлического испытания трубопровода оформляются актом, рекомендуемая форма которого приведена в приложении ББ.е.

БД.8Требования к технической документации по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей

БД.8.1 Результаты периодического технического освидетельствования трубопровода тепловой сети и заключение о возможности его дальнейшей эксплуатации с указанием разрешенного давления и сроков следующего технического освидетельствования должны быть записаны в паспорт трубопровода лицом, производившим освидетельствование (лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода; специалистом организации, имеющей разрешение (лицензию) специально уполномоченных органов федеральной исполнительной власти на проведение технического освидетельствования трубопроводов; инспектором специально уполномоченного органа федеральной исполнительной власти).

БД.8.2 Если при освидетельствовании трубопровода окажется, что он имеет серьезные дефекты, вызывающие сомнения в его прочности, то дальнейшая эксплуатация трубопровода должна быть запрещена.

Решение о прекращении эксплуатации трубопровода принимает .лицо, проводившее освидетельствование, о чем оно делает соответствующую запись с обоснованием в паспорте трубопровода, а также дает предписание о прекращении дальнейшей эксплуатации трубопровода техническому руководителю организации (предприятия), эксплуатирующей тепловые сети.

Вывод трубопровода тепловой сети из работы осуществляется по распоряжению технического руководителя организации (предприятия), эксплуатирующей тепловые сети, по согласованию с диспетчером.

БД.9Меры безопасности при проведении периодического технического освидетельствования трубопроводов тепловых сетей

БД.9.1 При проведении работ по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей (наружного осмотра, визуального и измерительного контроля, гидравлического испытания, подготовительных работ) должны соблюдаться требования СТО 7023842.27.010.006-2009.

БД.9.2 Санитарно-гигиенические условия труда на тех рабочих местах, где проводится контроль, должны соответствовать требованиям СН 245-71 «Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий».

БД.9.3 На тех рабочих местах, где проводится контроль, должны быть обеспечены условия электробезопасности в соответствии с требованиями Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок.

БД.9.4 Мероприятия по пожарной безопасности должны осуществляться в соответствии с требованиями Типовых правил пожарной безопасности для промышленных предприятий и Правилам пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ на объектах.

БД.9.5 Работы по подготовке и проведению периодического технического освидетельствования трубопроводов тепловых сетей должны производиться по письменным нарядам-допускам.

БД.9.6 Перед допуском к проведению работ по подготовке к периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей все лица, участвующие в выполнении работ, должны пройти соответствующий инструктаж по технике безопасности с регистрацией в специальном журнале. Инструктаж следует проводить в сроки, установленные приказом по организации (предприятию) – владелице трубопровода, эксплуатирующей тепловые сети.

БД.9.7 Для проведения работ по наружному осмотру (визуальному и измерительному контролю) должно быть обеспечено удобство подхода лиц, выполняющих наружный осмотр, к месту осмотра и контроля созданы условия для безопасного проведения работ; при работах на высоте должны быть оборудованы леса, ограждения, подмости; на рабочих местах должна быть обеспечена возможность подключения ламп местного освещения напряжением 12 В.

БД.9.8 В случае выполнения работ на высоте, в стесненных условиях персонал должен пройти дополнительный инструктаж; по технике безопасности согласно положению, действующему в организации (предприятии), эксплуатирующей тепловые сети.

БД.9.9 В целях предупреждения утомления глаз и повышения качества визуального и измерительного контроля рекомендуется Инструкцией по визуальному и измерительному контролю; РД 34.10.130-96 в работе делать десятиминутные перерывы через каждый час работы.

БД.9.10 Специалисты, осуществляющие контроль, должны обеспечиваться головными уборами и спецодеждой в соответствии с отраслевыми нормами Минтопэнерго РФ.

Приложение БД.А
Требования к содержанию «Технологической карты визуального и измерительного контроля при наружном осмотре трубопровода тепловой сети»

Технологическая карта визуального и измерительного контроля должна содержать следующие сведения:

1. Наименование организации (предприятия) и службы, выполняющей визуальный и измерительный контроль.

2. Шифр карты.

3. Наименование контролируемого трубопровода с указанием стандарта или ТУ на изготовление (монтаж, ремонт).

4. Наименование стадии контроля (контроль при техническом освидетельствовании, контроль исправления дефектов и т.д.).

5. Требования к введению объекта в режим контроля (освещенность объекта).

6. Перечень контролируемых параметров с указанием нормативных показателей при визуальном контроле.

Примечание – При разработке карты следует руководствоваться требованиями Инструкции по визуальному и измерительному контролю; РД 34.10.130-96 и других НТД, регламентирующих требования к визуальному и измерительному контролю, в том числе нормы оценки качества, и рабочей конструкторской документации на трубопровод (сварное соединение).

Приложение БД.Б
Требования к содержанию «Журнала учета работ и регистрации результатов визуального и измерительного контроля при наружном осмотре трубопровода тепловой сети»

В Журнале учета должны быть указаны:

1 Наименование и вид контролируемого объекта, его номер и шифр.

2 Расположение и при необходимости размеры контролируемых участков на объекте контроля.

3 Условия проведения контроля.

4 Производственно-контрольный документ, его номер.

5 Метод оптического вида контроля объекта и примененные приборы.

6 Способ измерительного контроля и примененные приборы (инструменты).

7 Марка и номер партии материала объекта контроля (трубопровода).

8 Основные характеристики дефектов, выявленных при контроле (форма, размеры, расположение или ориентация относительно базовых осей или поверхностей объекта контроля).

9 Наименование или шифр нормативно-технической документации, согласно которой выполнена оценка качества.

10 Оценка результатов контроля.

11 Дата контроля.

Примечание – В п.5 указывается либо В (визуальный), либо ВО (визуально-оптический). Визуально-оптический метод дефектоскопии выполняется с помощью оптических приборов (луп, эндоскопов и пр.).

Приложение БД.В

_____
(предприятие, организация)

Акт №..... От.....
Визуального и измерительного контроля
при наружном осмотре трубопровода тепловой сети
(рекомендуемая форма)

1. В соответствии с нарядом-заказом (заявкой) _____
номер

выполнен _____
визуальный, измерительный
контроль _____
наименование и размеры контролируемого объекта, номер НТД, ТУ,

_____
чертежа, номер объекта контроля

Контроль выполнен согласно _____
наименование и/или шифр ПКД

с оценкой качества по нормам _____
наименование и/или шифр НТД

2. При контроле выявлены следующие дефекты _____
характеристика дефектов,

_____
форма, размеры, расположение или ориентация для конкретных объектов

3. Заключение по результатам визуального и измерительного контроля _____

_____

_____

Контроль выполнил

_____
Ф.И.О., подпись

Руководитель работ по визуальному и
измерительному контролю

_____
Ф.И.О., подпись

Приложение БД.Г

ТРеБОВАНИЯ К ОФОРМЛеНИЮ
«ПРОТОКОЛА РАЗМеРОВ _____»
объект

Протокол размеров объекта (в табличном виде) должен содержать фактические размеры объекта, выполненные в определенных сечениях, которые задаются «Схемой измерений_____ « или «Программой технического
объект
освидетельствования _____ «.
объект

Форма Протокола определяется при проектно-технологической подготовке контрольных работ.

Протокол подписывается лицами, выполняющими измерения, с указанием их фамилий, имени и отчества, а также руководителем работ по визуальному и измерительному контролю с указанием его фамилии, имени и отчества.

Приложение БД.Д
(рекомендуемая форма)
АКТ
На гидравлическое испытание трубопровода тепловой сети при периодическом техническом освидетельствовании

г. _____ « _____ « _____ г.

Объект _____

Мы, нижеподписавшиеся, _____

наименование организации (предприятия),

_____

должность, Ф.И.О.

составили настоящий акт в том, что на участке от камеры № _____ до камеры №_____ трассы _____ протяженностью _____м

наименование трубопровода

произведено гидравлическое испытание трубопровода пробным давлением ___ МПа (кгс/см^2) в течение _____ мин с последующим осмотром при давлении _____ МПа (кгс/см^2).

При этом обнаружено _____

_____

Трубопровод выполнен по проекту _____

Чертежи № _____

Заключение _____

_____

_____

Лицо, производившее техническое освидетельствование (лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода; представитель Госгортехнадзора России; представитель сторонней организации)

_____

Ф.И.О., подпись

Представитель организации, эксплуатирующей тепловые сети

_____

Ф.И.О., подпись

Приложение БД.Е
(рекомендуемое)
Основные требования к созданию интегрированных автоматизированных систем управления предприятиями централизованного теплоснабжения "Тепловые сети" (ИАСУ "Теплосеть")

Введение

Интегрированная автоматизированная система управления предприятием «Тепловые сети» (ИАСУ «Теплосеть») создается с целью повышения экономичности, надежности и качества теплоснабжения путем реализации оптимальных режимов и условий эксплуатации источников тепла, теплопроводов и другого оборудования, связанного с транспортом и распределением тепла, совершенствования управления выработкой, транспортом и распределением тепловой энергии, а также контроля и коммерческого учета отпуска тепла и теплоносителей на источниках и (или) на границах раздела с потребителями за счет автоматизации и соответствующего повышения эффективности управления основными видами деятельности теплоснабжающих предприятий в составе региональных АО-энерго.

В ИАСУ «Теплосеть» предприятие «Тепловые сети» (ПТС) является основным звеном управления системой централизованного теплоснабжения (СЦТ).

Создание ИАСУ «Теплосеть» является логическим развитием локальных автоматизированных систем управления теплоснабжением различного вида (оперативно-диспетчерских – АСДУ, технологических – АСУТП, организационно-экономических – АСОУ, производственно-технических – АСПТУ) за счет расширения и углубления автоматизируемых функций и объединения их в единую систему с учетом изменения организационных и экономических форм управления энергетикой и на основе применения новейших средств вычислительной техники и связи.

Полученный при создании ИАСУ «Теплосеть» совокупный (интегральный) экономический эффект превысит сумму эффективности входящих в ее состав автономных автоматизированных систем за счет их согласованного взаимодействия в рамках единой системы

Предлагаемые в настоящей работе основные научно-технические требования к созданию ИАСУ «Теплосеть» исходят из существующего уровня автоматизации процессами теплоснабжения и учитывают тенденции и перспективы развития средств измерения параметров режимов технологических процессов, устройств сбора и передачи информации и вычислительной техники в стране и за рубежом.

Выбранный состав автоматизируемых функций учитывает перспективы развития ИАСУ «Теплосеть» и переход к новым экономическим методам управления системами централизованного теплоснабжения.

Разработаны требования к созданию в составе ИАСУ «Теплосеть» автоматизированной системы контроля и учета потреблением теплоэнергии и теплоносителей (АСКУТ).

Настоящие «Основные научно-технические требования к созданию интегрированных автоматизированных систем управления предприятиями «Тепловые сети» определяют общую концепцию создания ИАСУ «Теплосеть» и могут использоваться на предпроектной стадии ее разработки.

При создании конкретных ИАСУ «Теплосеть» в зависимости от особенностей предприятий «Тепловые сети» и их финансовых возможностей объем автоматизируемых функций и реализующих их комплексов задач может быть сокращен или дополнен, а также могут быть внесены соответствующие изменения в предлагаемые в данной работе организационные и функциональные структуры.

Данный методический материал позволит проводить в отрасли единую техническую и технологическую политику по созданию ИАСУ «Теплосеть», сократить затраты на ее создание, осуществить типизацию и унификацию проектных решений.

БД.Е.1 Предприятие “Тепловые сети” как объект управления и автоматизации

Согласно общей концепции развития ИАСУ в электроэнергетической отрасли в перспективе должны быть созданы интегрированные автоматизированные системы управления системами централизованного теплоснабжения.

СЦТ представляет собой комплекс технологически связанных между собой источников тепла (ИТ), магистральных тепловых сетей, транспортирующих тепло до крупных потребителей (промышленные предприятия, жилые микрорайоны, общественные и административные центры) и распределительных сетей, обеспечивающих подачу тепла до конечных потребителей, систем теплопотребления.

Основной задачей СЦТ является организация надежной и качественной подачи тепловой энергии разнородным потребителям в виде теплоносителей (пара, горячей воды) с заданными параметрами.

Технологическая схема СЦТ включает, как правило, разные источники теплоты, работающие на общего пользования тепловые сети.

В районы потребления горячая вода и (или) пар поступают по магистральным сетям. В узлах соединения магистральных и распределительных сетей могут устанавливаться секцианирующие камеры (СК) с ответвлениями, узлы контроля и управления (УКУ), в которых могут измеряться расход и давление теплоносителей, либо более сложные контрольно-регулировочные пункты (КРП), в которых могут измеряться также и температура теплоносителя, подаваемого в распределительные сети. Разновидностью КРП являются центральные тепловые пункты (ЦТП), которые сооружались в составе распределительных тепловых сетей. Подключение потребителей к распределительным сетям осуществляется через потребительские тепловые пункты (ТП).

Главным звеном, организующим работу СЦТ, является предприятие «Тепловые сети». ПТС получает тепловую энергию от других предприятий – ТЭЦ, либо блок-ТЭЦ и собственных источников теплоты, осуществляет транспорт теплоносителей по транзитным и магистральным тепловым сетям, распределение его по распределительным сетям (если они имеются) и контроль использования теплоносителя у потребителя, а также осуществляет ремонтно-эксплуатационное обслуживание систем.

К сожалению, в целях снижения затрат на строительство магистральных тепловых сетей, на них не сооружались ни УКУ, ни КРП, а ЦТП строились на распределительных сетях у оптовых потребителей. Поэтому технологически предприятие «Тепловые сети» сегодня во многом не подготовлены для полноценного внедрения АСУТП и АСДУ из-за отсутствия УКУ и КРП с электрофицированными исполнительными органами.

В данной работе в качестве объекта автоматизации рассматривается предприятие «Тепловые сети», организующие работу систем централизованного теплоснабжения, в которых источниками тепла служат ТЭЦ и (или) районные отопительные котельные (РОК).

В качестве технологических объектов, входящих в состав ПТС и подлежащих автоматизации, входят собственные ИТ, транзитные и магистральные тепловые сети (далее тепловые сети) с насосными станциями (НС) (подкачивающими, дренажными и др.), узлы контроля и управления транспортом и распределением тепловой энергии (СК, УКУ, КРП).

Системы теплопотребления, с помощью которых конечные потребители используют тепловую энергию, являющиеся составной частью СЦТ, не входят в состав рассматриваемого объекта управления

Организационно ПТС базируются на районах тепловых сетей (РТС), которые могут обслуживать источники теплоты в составе ПТС, магистральные тепловые сети с насосными подстанциями на них, распределительные тепловые сети (если они входят в состав ПТС).

Вариант организационной структуры управления предприятия «Тепловые сети» представлен на рисунке БД.е.1.

Главной функцией РТС является оперативное и техническое обслуживание всего комплекса тепловых сетей, включая теплопроводы, насосные (дроссельные) подстанции (НП, ДП), здания и сооружения. В функции РТС входит также надзор за строительством новых тепловых сетей и насосных станций, участие в проведении ремонтных и наладочных работах, контроль режимов работы тепловых пунктов и теплоиспользующих установок потребителей. В состав РТС могут также входить РОК и ТЭЦ. В этом случае функции РТС включают также оперативное и техническое обслуживание и ремонт оборудования РОК и ТЭЦ.

Зоной обслуживания РТС являются транзитные и магистральные тепловые сети от выходных задвижек ИТ (иногда двух и более) до границы раздела с потребителями тепла или с тепловыми сетями предприятий другой ведомственной принадлежности (других форм собственности).

Радиусы действия тепловых сетей (магистральных плюс распределительных). обслуживаемых РТС, могут составлять в среднем 5-15 км, по ПТС в целом – до 30 км, а с учетом транзита от крупных загородных ИТ – до 50 км.

Количество РТС в составе ПТС зависит как от мощности ИТ, так и протяженности и радиуса действия обслуживаемых магистральных тепловых сетей, а также распределительных тепловых сетей, если они находятся на балансе ПТС.

Развитие рыночных отношений диктует создание подразделений, занимающихся коммерческо-сбытовой деятельностью по реализации теплоэнергии и теплоносителей либо в ПТС, либо в Энергосбытах.

Связанные в единый технологический процесс элементы системы централизованного теплоснабжения находятся в ведении различных предприятий и организаций.

Распределительные тепловые сети вместе с ЦТП, построенные для теплоснабжения жилых зданий, как правило, являются собственностью муниципалитетов и эксплуатируются муниципальными предприятиями СЦТ, которые для ОЭТС являются потребителями тепла.

При этом, в соответствии с действующим законодательством, ПТС, делегирует свои права энергоснабжающих организаций, осуществляет контроль эффективности использования теплоносителей и тепловой энергии как у оптовых потребителей (муниципальных ПТС), так и у конечных потребителей (жилых и общественно-административных зданий) в случае, если распределительные сети находятся на балансе ОЭТС.

Основными показателями, характеризующими величину ПТС, являются объем ремонтно-эксплуатационного обслуживания, выраженный в условных единицах (у. Е.) и рассчитываемый исходя из нормативов трудозатрат на ремонтно-техническое обслуживание единицы мощности ИТ и единицы длины тепловой сети, тепловая мощность и количество РТС.

Широкий диапазон значений показателей, характеризующих величину ПТС, приводит к целесообразности их деления на классификационные группы. Характеристика классификационных групп ПТС приведена в таблице БД.е.1.1.

Особо крупные ПТС (1 группа) обслуживают СЦТ городов с населением свыше 1,5 млн. чел., наиболее сложные по конфигурации кольцевые тепловые сети, включая транзитные магистрали от загородных ИТ, с количеством РТС более 10, могут иметь в своем составе ряд электростанций местного значения (ТЭЦ) и крупных районных отопительных котельных, а также распределительные сети в старой (сложившейся) части городов. Особо крупные ПТС могут иметь в своем составе РТС, которые обслуживают ИТ и тепловые сети, расположенные в нескольких городах, областном и районном центрах. Крупные ПТС (II группа) характеризуются развитыми магистральными кольцевыми тепловыми сетями, наличием до 6-9 РТС и нескольких ТЭЦ и собственных РОК, имеют установившуюся типовую структуру управления. Обслуживают СЦТ городов с населением от 600 тыс.до 1, 5 млн. чел.

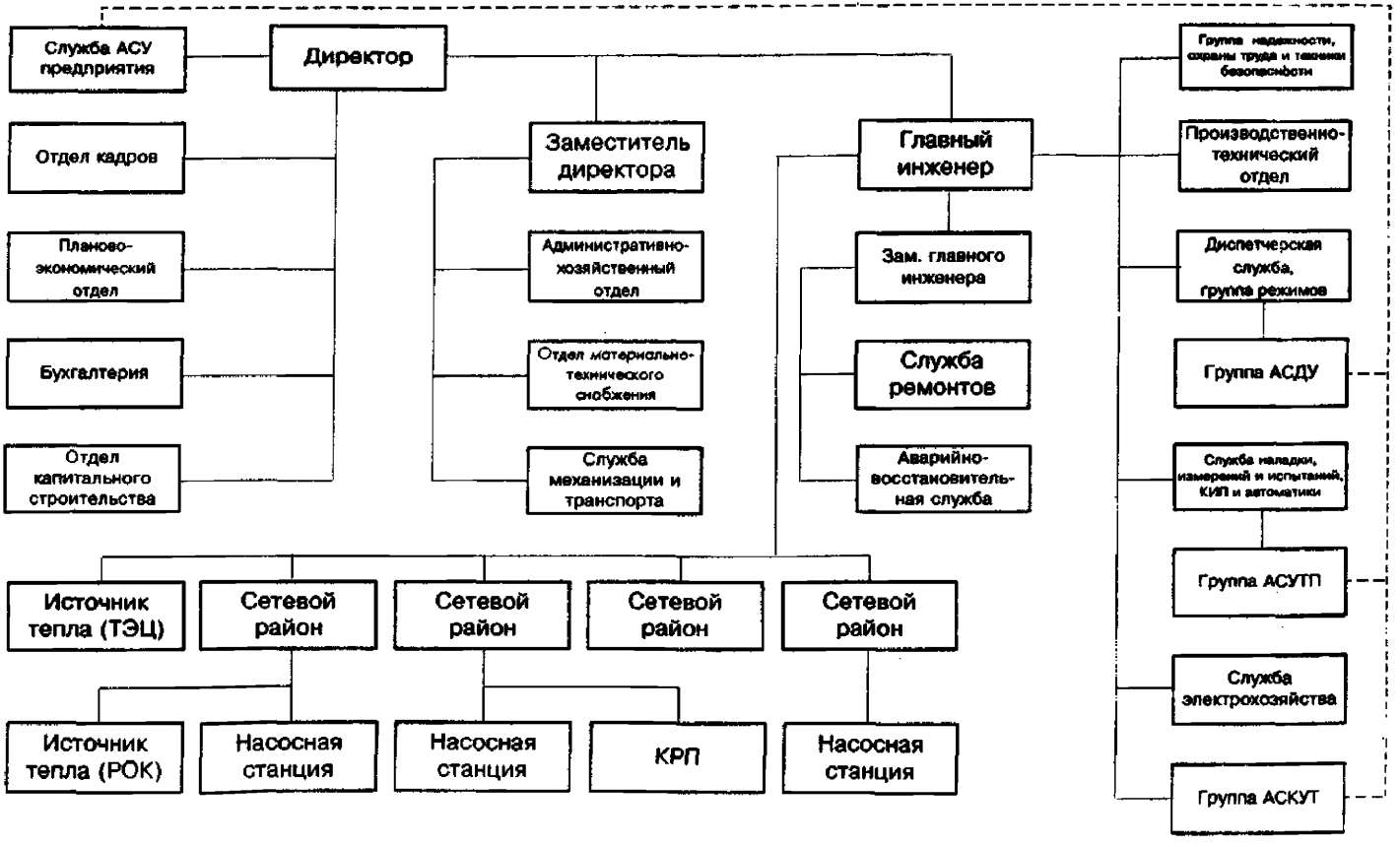


Рисунок БД.е.1 – Вариант организационной структуры управления предприятия «Тепловые сети»

Таблица БД.е.1

Группа ПТС	Объем обслуживания, тыс. у. Е.	Количество РТС	Тепловая мощность обслуживаемой СЦТ, МВт
I-особо крупные	Свыше 20	Свыше 10	Более 3500
II- крупные	10-20	6-9	1500-3500
III- средние	5-10	3-5	500-1500
IV- малые	до 5	1-5	Менее 500

Средние и малые ПТС (III и IV группы) являются наиболее распространенными среди всех предприятий. Они обслуживают магистральные (кольцевые и радиальные) тепловые сети (а в ряде случаев и распределительные) от 1-2 ТЭЦ и нескольких (от 2 до 3) собственных районных котельных. Имеют типовую структуру управления, обслуживают СЦТ городов с населением от 200 до 600 тыс. чел.

Значения экономических и технических параметров ИАСУ «Теплосеть» и входящих в ее состав АСУ разных видов зависят от величины (классификационные группы) ПТС. Группа ПТС, как правило, определяет состав и количество входящих в ИАСУ «Теплосеть» локальных автоматизированных систем управления, состав автоматизированных функций и число комплексов задач их реализующих.

Как показывает опыт, с увеличением ПТС растут затраты на создание ИАСУ, однако растет и экономический эффект от их внедрения и уменьшается срок окупаемости затрат.

БД.Е.2 Назначение, организационная и функциональная стуктуры ИАСУ «Теплосеть»

Интегрированная автоматизированная система управления предприятиями «Тепловые сети» предназначена для повышения экономичности, надежности и качества теплоснабжения потребителей путем реализации оптимальных режимов и условий эксплуатации теплопроводов и другого вспомогательного оборудования, совершенствования контроля, учета и управления выработкой (на ТЭЦ и РОК) и транспортом теплоносителей и тепловой энергии в транзитных и магистральных тепловых сетях за счет автоматизации и соответствующего повышения эффективности управления основными видами деятельности ПТС и ТЭЦ и распределения их с доведением до конечного потребителя.

В полном объеме ИАСУ «Теплосеть» представляет собой интегрированную многоуровневую систему, сочетающую функции диспетчерского, технологического, производственно-технического и организационно-экономического управлений, включая коммерческий учет энергии, и обеспечивающую совместное функционирование всех автоматизированных систем управления предприятий централизованного теплоснабжения.

ИАСУ «Теплосеть» создается на базе функционирующих и вновь создаваемых локальных АСУ предприятий как интегрированная автоматизированная система управления единым производственно-техническим комплексом. Наибольший экономический эффект интегрированная АСУ дает в крупных системах централизованного теплоснабжения, вопросы создания которых и рассматриваются в данной работе, как включающей все составляющие элементы ИАСУ.

ИАСУ «Теплосеть» для предприятий меньшей мощности должна строиться поэтапно с учетом развития ПТС. Поэтому для таких развивающихся ПТС важно видеть ИАСУ «Теплосеть» в полном объеме в перспективе.

Организационная структура ИАСУ «Теплосеть» должна отражать структурный состав автоматизируемых органов управления предприятия с учетом развития существующей системы управления в направлении использования современной вычислительной техники, средств связи и автоматизации.

Типовая организационная структура ИАСУ «Теплосеть» (при полном ее развитии) (см. рисунок БД.е.2.1) представляет собой совокупность АСУ разных уровней и видов: АСУ аппарата управления и технических служб ПТС, АСУ РТС, АСУ ТП РОК, АСУТП НС на магистральных тепловых сетях, АСУ ТП УКУ, АСУ ТП КРП.

Верхний уровень ИАСУ «Теплосеть» автоматизирует функции аппарата управления и технических служб ПТС: оперативно-диспетчерские, производственно-технические, организационно-экономические, а также контроля и учета потреблением теплоэнергии и теплоносителей. Этот уровень информационно связан с АСУ предприятий, эксплуатирующих ИТ (ТЭЦ и др.) и АСУ местных органов.

На среднем уровне находятся АСУ РТС, охватывающие функции оперативно-диспетчерского, производственно-технического и организационно-экономического управления районов тепловых сетей, а также контроля и учета потреблением теплоэнергии и теплоносителей и взаимодействующих с АСУ потребителей тепла (АСУ ЦТП и др.).

Нижний уровень ИАСУ «Теплосеть» составляют АСУ ТП районных отопительных котельных (АСУ ТП РОК), насосных подстанций (АСУ ТП НС) на магистральных тепловых сетях, АСУ ТП узлов контроля и управления (АСУ ТП УКУ), АСУ ТП контрольно-регулировочных пунктов (АСУ ТП КРП). АСУ ТП РОК могут непосредственно взаимодействовать с верхним уровнем ИАСУ «Теплосеть».

Все АСУ, входящие в состав ИАСУ «Теплосеть» должны разрабатываться и совершенствоваться в соответствии с отраслевыми методическими материалами по созданию АСУ данного вида и уровня.

Функциональная структура ИАСУ «Теплосеть» создается путем развития функциональных структур локальных АСУ разных уровней и видов в направлении их интеграции. В результате интеграции создаются многоуровневые автоматизированные системы, решающие взаимосвязанные задачи на основе единой технологии.

Интеграция осуществляется как путем согласованного решения взаимосвязанных задач АСУ разных уровней, так и взаимодействием АСУ разных видов одного уровня управления. Взаимодействие обеспечивается совместимостью локальных АСУ по целевым функциям, методам обработки информации и режиму функционирования.

В качестве единых информационно-управляющих систем в составе ИАСУ «Теплосеть» должны быть разработаны:

- многоуровневая автоматизированная система диспетчерского и технологического управления (МАСДТУ);

- многоуровневая автоматизированная система организационно-экономического управления (МАСОУ);
- многоуровневая автоматизированная система производственно-технического управления (МАСПТУ);
- автоматизированная система контроля и учета потреблением теплоносителей и теплоэнергии (АСКУТ).

Типовая функциональная структура ИАСУ «Теплосеть» представлена на рисунке Бе.2.2.

Многоуровневая автоматизированная система диспетчерского и технологического управления включает автоматизированную систему диспетчерского управления предприятием (АСДУ ПТС), районами тепловых сетей (АСДУ РТС), АСУ ТП ИТ, АСУ ТП НС, АСУ ТП КРП, АСУ ТП УКУ, диспетчерские пункты (ДП) РТС и ИТ, систему передачи технологической информации (СПТИ).

Система передачи технологической информации включает средства и методы сбора, передачи и первичной обработки телемеханической информации (данные о параметрах режимов ИТ и тепловых сетей в узловых точках, о положении арматуры и др.), а также алфавитно-цифровой диспетчерской и технологической информации.

МАСДУ ПТС функционирует в составе многоуровневой автоматизированной системы диспетчерского и технологического управления энергосистемой.

Многоуровневые автоматизированные системы организационно-экономического и производственно-технического управления включают: АСОУ и АСПТУ ПТС, АСОУ и АСПТУ РТС и систему передачи данных (СПД).

СПД включают средства и методы передачи алфавитно-цифровой производственно-технической и организационно-экономической информации.

МАСОУ и МАСПТУ ПТС функционируют в составе соответствующих составных частей ИАСУ «Теплосеть». МАСОУ ПТС информационно связана с АСУ муниципальных органов управления.

МАСОУ, МАСПТУ и МАСДТУ тесно взаимодействуют между собой на всех уровнях управления.

В результате создания ИАСУ «Теплосеть» должен быть обеспечен прирост прибыли за счет увеличения объема услуг по удовлетворению потребителей тепловой энергии, снижения себестоимости производства, транспорта и распределения этой энергии, включая уменьшение потерь тепловой и электрической энергии в СЦТ, совершенствования оперативно-диспетчерского управления, технической диагностики, а также планирования, контроля и учета ремонтно-профилактических работ.

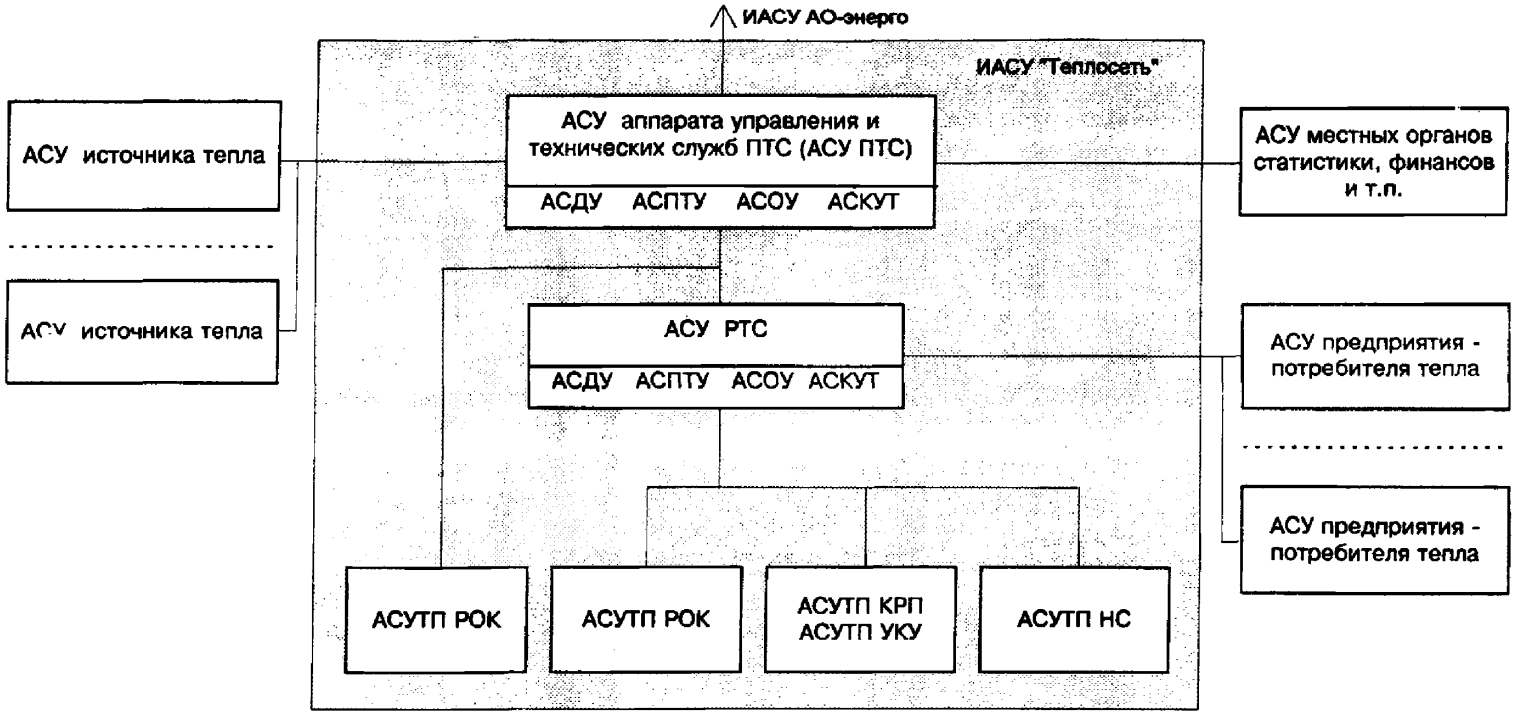


Рисунок БД.е.2.1 – Типовая организационная структура ИАСУ «Теплосеть»

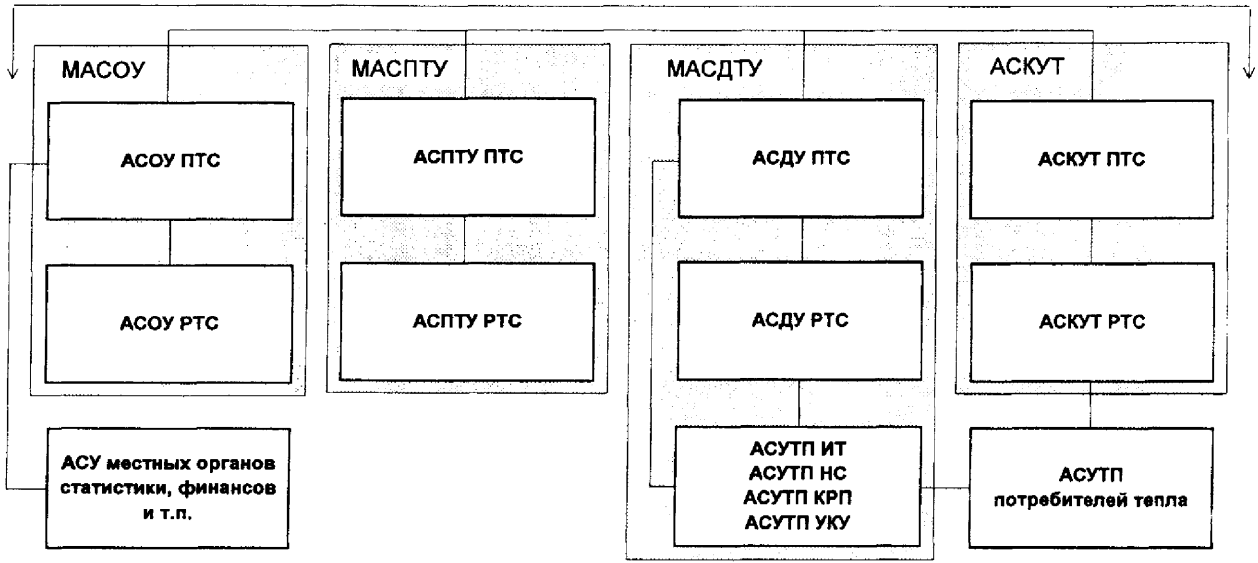


Рисунок БД.е.2.2 – Типовая функциональная структура ИАСУ «Теплосеть»

БД.Е.3 Многоуровневая автоматизированная система диспетчерского и технологического управления

Основной целью создания многоуровневой автоматизированной системы диспетчерского и технологического управления в составе ИАСУ «Теплосеть» является создание единой автоматизированной технологии управления режимами выработки, отпуска, транспорта и распределения тепловой энергии. Это позволяет координировать работу элементов технологического оборудования и решать оперативно-диспетчерские задачи в целом и осуществлять связь со всеми элементами ИАСУ «Теплосеть.

В состав МАСДТУ входят следующие автоматизированные системы:

- АСДУ ПТС, основными пользователями которой являются руководство и аппарат управления ПТС и диспетчерская служба ПТС;
- АСДУ РТС, основными пользователями являются руководство и диспетчер района тепловой сети;
- АСУ ТП собственных источников тепла, основными пользователями являются диспетчерский и ремонтно-технический персонал аппарата управления и технических служб ПТС, РТС и РОК;
- АСУ ТП насосных станций, АСУ ТП КРП, АСУ ТП УКУ, основными пользователями являются диспетчерский и ремонтно-технический персонал трубопроводов и насосных станцийАСУТП, входящие в состав МАСДТУ связаны с АСУТП потребителей тепла.

МАСДТУ предприятия централизованного теплоснабжения предназначена для выработки и реализации управляющих воздействий на технологическое оборудование СЦТ в соответствии с существующими критериями качества управления системой в целом.

В составе МАСДТУ автоматизируются функции:

- сбор, преобразование, хранение и оперативное отображение технологической информации и обмен информацией с МАСПТУ и МАСОУ;
- управление режимами СЦТ;
- управление выработкой и отпуском тепловой энергии от собственных источников теплоты;
- краткосрочное и долгосрочное планирование режимов работы системы централизованного теплоснабжения, включая ИТ, магистральные и распределительные тепловые сети АО-энерго, а также их взаимосвязи с режимами работы систем теплопотребления и тепловых сетей потребителей (в том числе оптовых).

К задачам МАСДТУ относятся:

Задачи автоматизированного и автоматического управления режимами СЦТ:

- оперативный контроль и оценка состояния схемы тепловых сетей и ее фрагментов в рамках АО-энерго;
- контроль достоверности и регистрация телеизмерений и телесигнализации, срабатывания средств защиты и блокировок;
- контроль и регистрация параметров режимов ИТ, тепловых сетей и насосных станций, а также отклонений от заданных (расчетных) значений;

- телеуправление переключениями в тепловых сетях, включением и отключением насосного оборудования;
- телеуправление датчиками регуляторов в насосных станциях, узлах контроля и управления и т.д.;
- оперативное обнаружение и локализация мест повреждений и аварий теплопроводов, оборудования тепловых сетей, насосных станций и т. д.;
- формирование и представление оперативному персоналу рекомендаций для обеспечения управления транспортом и распределением теплоносителей и тепловой энергии;
- формирование и представление оперативному персоналу рекомендаций по устранению возможных отклонений режимных параметров от заданных, в том числе в аварийных ситуациях (с учетом ретроспективной информации);
- ведение суточных режимных ведомостей работы оборудования, источников теплоты, магистральных тепловых сетей и насосных станций, УКУ и КРП на них;
- ведение заявок на вывод оборудования ПТС в ремонт или в резерв и на ввод его в работу, а также у крупных потребителей тепла.

Задачи управления выработкой и отпуском тепловой энергии от собственных источников теплоты:

- оперативный контроль и оценка состояния тепловой схемы ИТ и ее фрагментов;
- контроль достоверности и регистрация телеизмерений и телесигнализации, срабатывания средств защиты и блокировок;
- расчет оптимальных температурных графиков отпуска тепловой энергии и графиков расходов теплоносителей от ИТ при нормальных и аварийных режимах, с указанием оптимальных уровней давления теплоносителя;
- оптимальное распределение тепловой нагрузки (расходов теплоносителя) между теплогенерирующими агрегатами;
- расчет параметров теплоносителя в тепловой схеме ИТ;
- контроль и регистрация параметров режимов тепловой схемы ИТ и их отклонений от заданных (расчетных) значений;
- управление пуском и остановом теплофикационных установок;
- телеуправление включением и отключением насосного оборудования ИТ, датчиками регуляторов;
- расчет расходов и запасов топлива, режимов работы устройств подачи топлива;
- расчет расходов подпиточной воды и химреагентов;
- определение фактически потребленных энергоресурсов и отпущенной ИТ тепловой энергии и теплоносителей;
- расчет плановых и фактических технико-экономических показателей ИТ;
- разработка и представление оперативному персоналу рекомендаций по ведению технологических процессов в нормальных и аварийных режимах.

Задачи краткосрочного и долгосрочного планирования режимов работы СЦТ:

- определение потребности района и города в тепловой энергии и теплоносителе (для открытых систем);

- прогнозирование тепловых нагрузок и расходов теплоносителя в узлах тепловой сети;
- разработка суточных графиков ведения технологических режимов (с учетом ретроспективы);
- прогноз распределения тепловых нагрузок и расходов теплоносителя между источниками теплоты;
- оптимизация топливоснабжения источников теплоты;
- оперативный расчет и оптимизация тепловых и гидравлических режимов ИТ и магистральных тепловых сетей в нормальных и аварийных условиях;
- оптимальное районирование СЦТ в годовом разрезе (в отопительный и летний периоды) с учетом ее развития;
- прогнозирование технологических режимов работы ИТ и тепловых сетей с учетом их развития, выбор условий присоединения новых потребителей;
- составление графиков испытаний и наладочных работ;
- составление графиков вывода в ремонт магистральных тепловых сетей, насосных станций и теплогенерирующего оборудования источников теплоты.

Основным направлением развития МАСДТУ ИАСУ «Теплосеть» является создание многоуровневой интегрированной информационно-вычислительной сети (ИВС) АСДУ, охватывающей все уровни управления.

При создании МАСДТУ необходима, разработка и внедрение экспертных систем, оперирующих с базами знаний и автоматизирующих этап разработки алгоритмов задач.

Обеспечение взаимодействия оперативного персонала с комплексом технических средств и между собой должно регламентироваться материалами организационного обеспечения ИАСУ «Теплосеть».

БД.Е.4 Многоуровневая автоматизированная система производственно-технологического управления

Многоуровневая автоматизированная система производственно-технического управления ИАСУ «Теплосеть» разрабатывается с целью совместного решения задач управления производственной и технической деятельностью на основе единой технологии и охватывает процессы управления ремонтно-профилактическими работами и технического обслуживания основного и вспомогательного оборудования, зданий и сооружений тепловых сетей и собственных источников теплоты, производственной базы.

В составе МАСПТУ автоматизируются следующие функции управления СЦТ:

- управление производственно-технической деятельностью (включая диагностику, испытания и наладку тепловых сетей и оборудования);
- управление ремонтно-техническим обслуживанием тепловых сетей и оборудования, эксплуатируемого РТС;
- управление капитальным строительством в ПТС.

Вышеуказанные функции реализуются следующими комплексами задач и задачами:

Задачи управления производственно-технической деятельностью:

- паспортизация оборудования и теплопроводов, своевременная корректировка документации;
- ведение архивов технической документации, руководящих и нормативных материалов;
- учет и анализ отказов, аварий и повреждений теплопроводов и оборудования;
- контроль параметров и технических характеристик состояния трубопроводов и оборудования;
- подготовка планов текущего и перспективного развития тепловых сетей и производственной базы, управление спросом на тепловую энергию;
- разработка и выдача технических условий на присоединение новых потребителей, контроль присоединения новых потребителей;
- сбор, обработка и хранение статистической информации о технических, эксплуатационных и экономических характеристиках трубопроводов и оборудования, их повреждаемости и аварийности, результатов диагностического контроля и испытаний;
- контроль эффективности использования теплоносителей и тепла потребителями;
- оценка технического состояния, в том числе с использованием средств диагностики, и прогнозирование повреждаемости трубопроводов и оборудования;
- техническая подготовка испытаний и наладочных работ (разработка схем переключений, обеспечение требуемых режимов и др.);
- обработка результатов испытаний (на теплопотери, гидравлических, по определению компенсационной способности трубопроводов);
- определение технических характеристик трубопроводов и оборудования после выполнения наладочных работ;
- корректировка документации и нормативно-справочной информации по результатам испытаний и наладочных работ;
- составление графиков проверки и испытаний защитных средств, средств противопожарной техники и т.п., учет и контроль проведения проверок и испытаний.

Задачи управления ремонтно-техническим обслуживанием тепловых сетей и оборудования:

- составление планов-графиков технического обслуживания тепловых сетей и оборудования;
- разработка оптимальных маршрутов обслуживающего персонала;
- составление планов-графиков капитальных и текущих ремонтов тепловых сетей, оборудования и сооружений, увязка их с планами реконструкции, техперевооружения и капитального строительства;
- расчет трудозатрат, потребности в машинах и механизмах, материалах, запчастях, оборудования и т.п. на ремонтно-профилактическое обслуживание тепловых сетей, подготовку заявок и заказов;
- выполнение сметно-финансовых расчетов на ремонтно-профилактические работы;

- учет проведения и контроль хода выполнения ремонтно-профилактических работ;
- подготовка отчетов о выполнении капитальных ремонтов и графиков ремонтно-технического обслуживания.

Задачи управления капитальным строительством:

- составление планов капитального строительства;
- подготовка заказов и заявок, контроль обеспечения проектно-сметной документации, комплектацией оборудованием;
- учет, контроль и анализ расходования материальных ресурсов по капитальному строительству;
- контроль хода выполнения строительно-монтажных работ, графиков ввода объектов в эксплуатацию.

Создание МАСПТУ предусматривает широкое внедрение АРМ специалистов на базе локальных вычислительных сетей ПЭВМ, а также использование современных технических средств, осуществляющих информационно-измерительные и диагностические функции.

МАСПТУ ИАСУ «Теплосеть» должна разрабатываться в тесном взаимодействии с МАСДТУ и МАСОУ ИАСУ «Теплосеть».

БД.Е.5 Многоуровневая автоматизированная система организационно-экономического управления

Многоуровневая автоматизированная система организационно-экономического управления ИАСУ «Теплосеть» призвана обеспечить согласованное управление предприятиями централизованного теплоснабжения.

В состав функций МАСОУ должны входить:

- технико-экономическое планирование;
- управление материально-техническим снабжением;
- управление механизацией и транспортом;
- бухгалтерский учет и финансовая деятельность;
- управление трудом и кадрами (включая охрану труда и технику безопасности, обучение, тренировку и повышение квалификации персонала);
- общее управление.

К автоматизируемым задачам МАСОУ относятся:

Задачи технико-экономического планирования:

- составление текущих и долгосрочных планов производства;
- оперативный контроль выполнения основных производственных показателей;
- расчет и анализ технико-экономических показателей, потерь и норм расхода ресурсов (топлива, теплоносителей, тепловой и электрической энергии и т.п.);
- учет фактического потребления энергоресурсов и отпуска теплоносителей и тепловой энергии от собственных ИТ;
- расчетный учет тепла и теплоносителей, отпущенных с коллекторов ТЭЦ, и формирование данных для суточной ведомости и расчета ТЭП ТЭЦ;
- формирование данных об отпуске тепла и теплоносителей с коллекторов ТЭЦ для передачи на уровень АО-энерго и ПТС;

- составление проекта эксплуатационных затрат, сметы затрат;
- составление калькуляции плановой себестоимости производства и передачи тепловой энергии;
- расчет и анализ себестоимости фактически выпущенной продукции;
- разработка планов по труду и зарплате;
- составление смет и распределение фондов накопления и потребления;
- анализ фондов зарплаты по подразделениям, ведение штатных расписаний;
- составление отчетности по регламентированным формам.

Задачи управления материально-техническим снабжением:

- учет, анализ заявок и определение потребностей в материалах, топливе, запчастях и оборудовании;
- учет наличия и движения материальных ресурсов на складах;
- оформление заявок и заказов, контроль их выполнения;
- контроль и анализ расходования материальных ресурсов.

Задачи управления механизацией и транспортом:

- составление планов и графиков технического обслуживания и ремонта транспорта и механизмов.
- учет работы транспорта и специальных механизмов;
- учет и анализ расхода материалов, запчастей, горюче-смазочных материалов и др.;

Задачи бухгалтерского учета и финансовой деятельности:

- учет финансово-расчетных операций;
- расчет заработной платы;
- учет материальных ценностей;
- учет основных фондов и т.п.

Задачи управления трудом и кадрами:

- учет состава и движения кадров;
- повышение квалификации персонала с помощью учебных программ;
- обучение и тренировка оперативного и оперативно-ремонтного персонала на специальных тренажерах;
- контроль профессиональных знаний персонала с помощью экзаменующих программ;
- составление планов-графиков, контроль и учет проверки знаний, учебы персонала;
- учет и анализ травматизма и несчастных случаев;
- учет отпусков и больничных листков;
- учет и анализ нарушений правил технической эксплуатации, правил техники безопасности и пожарной безопасности;
- подготовка отчетности по труду и кадрам.

Задачи общего управления:

- автоматизированное рабочее место руководителя (директора, главного инженера, начальников отделов и служб);
- суточный рапорт руководству;
- подготовка и контроль исполнения директивных документов и др.
- задачи, связанные с обеспечением охраны окружающей среды;

- задачи, связанные с правовым обеспечением работы предприятия.

МАСОУ ИАСУ «Теплосеть» должна отражать организационные и экономические изменения в управлении, вызванных переходом к рыночным отношениям. Особое внимание должно быть уделено задачам, связанным с коммерческой деятельностью (с задачами взаимодействия ПТС с ИТ и потребителями теплоэнергии и теплоносителей), а также задачам, направленным на повышение эффективности экономических расчетов и стимулов.

БД.Е.6 Автоматизированная система контроля и управления потреблением теплоэнергии и теплоносителей

Целью создания автоматизированной системы контроля и управления потреблением теплоэнергии и теплоносителей является обеспечение эффективного контроля теплоснабжения и рационального использования теплоэнергии и теплоносителей у потребителей, а также оптимизация и ускорение коммерческих расчетов с потребителями теплоэнергии и теплоносителя, а также с внешними по отношению к ОЭТС продавцами тепла и теплоносителя.

Система АСКУТ обеспечивает автоматизированный сбор с первичных датчиков данных о расходах теплоносителей и теплоэнергии у потребителей и осуществляет их обработку.

АСКУТ предназначается для:

- обеспечения эффективного контроля и учета производства, поступления, распределения и потребления теплоносителей и тепловой энергии на базе автоматизации расчетного и технического учета;
- выполнения на этой базе коммерческих расчетов по реализации теплоносителей и тепловой энергии потребителям;
- формирования и представления информации в удобном для восприятия виде (графики, таблицы, мнемосхемы);

АСКУТ в соответствии со своим назначением автоматизирует функции контроля и учета производства и потребления теплоносителей и тепловой энергии, которая реализуется следующими комплексами задач:

- измерение в реальном масштабе времени технологических параметров теплоносителей: расхода, давления, температуры;
- контроль и учет производства и потребления теплоносителей и тепловой энергии;
- составление балансов выработки, потребления и потерь тепловой энергии и теплоносителей (сетевой воды и конденсата);
- определение нормативных и фактических теплопотерь по каждой тепломагистрали;
- расчет балансов потребления тепла и теплоносителя по объектам СЦТ;
- учет расходов сетевой и подпиточной воды, пара и конденсата по каждой тепломагистрали, ИТ, РТС и ПТС в целом;
- контроль в реальном масштабе времени за соблюдением договорных величин расходов теплоносителей и теплопотребления;
- формирование режимов потребления тепловой энергии (по часовым расходам теплоносителя, т.е. мощности) и по разбору сетевой воды в открытых СЦТ по группам и отдельным потребителям;

- контроль режимов работы каждой тепломагистрали и использования тепловой энергии и теплоносителей у каждого потребителя;
- формирование графиков ограничений и отключений потребителей (режимные мероприятия);
- ведение списков потребителей, учет и контроль исполнения договоров;
- учет и контроль количества отпущенной тепловой энергии и расходов теплоносителя (в том числе и на водоразбор) по каждому потребителю;
- расчеты с потребителями тепловой энергии;
- обработка и учет банковских документов;
- выявление неплатежей и предъявление санкций;
- составление отчетности для руководства ПТС, ЭСО , руководства местной администрации;
- составление графиков и контроль метрологического и ремонтно-профилактического обслуживания коммерческих приборов контроля и учета теплоносителей и тепловой энергии.

Для автоматизации измерения, сбора, предварительной обработки, хранения на объектах, выдачи в каналы связи и передача по ним данных о производстве, отпуске и потреблении теплоносителей и тепловой энергии в АСКУТ используются следующие технические средства:

- первичные средства получения информации (датчики и приборы по учету расхода теплоносителей, газа и тепловой энергии, а также счетчики тепла и расхода теплоносителя);
- информационно-измерительные системы (ИИС) и устройства сбора и передачи данных (УСПД), обеспечивающие сбор, первичную обработку, накопление, хранение и передачу через каналы связи на верхний уровень управления информации о производстве, отпуске и потреблении теплоносителей и тепловой энергии в контролируемых точках;
- технические средства, системы сбора и передачи информации от ИИС (УСПД) до ЭВМ вышестоящего уровня, включая каналы связи, технические средства радиосвязи, модемы, устройства коммутации сигналов и т.п.

В общем случае АСКУТ имеет трехуровневую структуру:

- уровень источника теплоты (ТЭЦ, РОК, сбросное тепло промышленных предприятий);
- уровень района тепловых сетей;
- уровень предприятия тепловых сетей.

Создание системы АСКУТ позволит повысить:

- эффективность и качество контроля и учета производства, распределения и потребления теплоносителей и тепловой энергии, что является актуальной задачей при переходе на рыночные отношения между энергоснабжающими и энергопотребляющими организациями, которых представляют ПТС и потребители тепла;
- качество расчетов в соответствии с директивными документами;
- производительность труда работников, занимающихся операциями по расчетам с потребителями теплоносителей и тепловой энергии;
- уровень реализации теплоносителей и тепловой энергии.

Система АСКУТ позволит оперативно определять финансовое состояние ПТС и ЭСО в части тепловой энергии, а также на основе оперативной информации принимать необходимые меры по снижению абонентской задолжности потребителей тепловой энергии.

БД.Е.7 Обеспечивающая часть ИАСУ «Теплосеть»

БД.Е.7.1 Техническое обеспечение

Технические средства ИАСУ «Теплосеть» включают:

- систему сбора, передачи и первичной обработки телемеханической информации (СПТИ);
- оперативно-информационный управляющий комплекс (ОИУК);
- систему передачи данных (СПД);
- систему отображения информации (СОИ);
- автоматизированную систему связи (АСС);
- систему гарантированного электропитания (СГЭ).

СПТИ осуществляет сбор телемеханической информации на объектах тепловых сетей и теплоисточников, передачу информации на соответствующие диспетчерские пункты (ДП РТС, ДП ИТ, ЦДП ПТС). Ее частичную обработку и представление, а также телеуправление оборудованием контролируемых объектов.

Сбор технологической информации производится с помощью соответствующих датчиков параметров (расходов теплоносителя, температур, давлений и др.).

В качестве средств первичной обработки и передачи телемеханической информации на указанных диспетчерских пунктах рекомендуется использовать телекомплексы, выполненные на микропроцессорной базе – типа ГРАНИТ, ТК – 113, МПТК и т.п.

Эти телекомплексы дополнительно к стандартным функциям устройств телемеханики реализуют часть функций ОИУК (первичную обработку информации, управление средствами отображения и документирования и др.) и имеют каналы связи с внешней ЭВМ. Объем выполняемых функций определяется ресурсами микропрессоров, входящих в телекомплексы.

Выбор состава и конфигурации телекомплексов должен производиться с учетом развития ИАСУ «Теплосеть».

Рекомендуемые скорости передачи телеинформации:

- с объектов тепловых сетей и источников теплоты на ДП РТС, ДП ИТ, ЦДП ПТС – 50-200 бит/с;
- с ЦДП ПТС на ЦДП энергосистемы – 600-1200 бит/с.

При организации каналов передачи телеинформации должна использоваться аппаратура уплотнения (типа СПИ-244, ТПРМ и др.).

Оперативно-информационный управляющий вычислительный комплекс предназначен для обеспечения решения автоматизированных задач ИАСУ «Теплосеть».

Основным направлением построения и развития ОИУК является создание комплексной (кластерной) структуры средств вычислительной техники. Эта структура содержит набор (кластер) ЭВМ, устройств памяти и ресурсов и имеет общую базу данных.

Достоинством кластерной системы является однотипность технических средств и программного обеспечения, возможность расширения системы путем подключения новых ЭВМ, а также замены действующих ЭВМ на более мощные.

Связь между ЭВМ, входящими в кластер, осуществляется посредством локальной и распределенной сети, к которой наряду с функциональными ЭВМ подключены сетевые серверы.

В качестве вычислительных машин в ИАСУ «Теплосеть» рекомендуется использовать ПЭВМ типа IBM PC различных модификаций.

В сети одна из ЭВМ выполняет функции центральной приемо-передающей станции – ЦППС: прием, передачу, первичную обработку телемеханической информации. Это может быть либо специализированная ЭВМ, либо ПЭВМ с приемно-передающими канальными адаптерами.

Формирование вычислительных комплексов на каждом уровне управления предприятием «Тепловые сети» целесообразно производить по модульному принципу – в зависимости от требуемой производительности и объема реализуемых функций создаваемой ИАСУ, что позволит их наращивать в процессе развития системы.

Поставляемая вычислительная техника и телекомплексы должны быть выполнены, как правило, на однотипной элементной базе и максимально унифицированы.

Рекомендуемые варианты основных технических средств для применения на различных уровнях управления и объектах ПТС:

- однородная локальная сеть ПЭВМ, связанная с интеллектуальной приемно-передающей системой телемеханики;
- однородная локальная сеть ПЭВМ, связанная с ЦПСС;
- неоднородная локальная сеть, включающая ЦПСС, группу ПЭВМ (в перспективе одна-две высокопроизводительные рабочие станции (серверы), рекомендуемые для использования в энергетике).

Первые два варианта рекомендуются применять в малых и средних ПТС. Третий вариант – в крупных ПТС.

Локальные сети должны иметь выход на отраслевую телекоммуникационную вычислительную сеть.

Для решения сложных оперативных, режимных, оптимизационных и других задач АСДТУ, АСПТУ и АСОУ должны создаваться автоматизированные рабочие места (АРМ) специалистов служб, отделов, цехов и участков на всех уровнях управления предприятий централизованного теплоснабжения.

АРМ должны подключаться к локальной вычислительной сети и иметь возможность межуровневого обмена информацией.

СПД, предназначенная для сбора, первичной обработки и передачи алфавитно-цифровой информации для решения производственно-технических и организационно-экономических задач. Основным направлением развития системы передачи и обработки данных является создание телекоммуникационных сетей на базе различных типов и классов ЭВМ, подключение к отраслевой телекоммуникационной сети обработки данных.

Система отображения информации должна обеспечивать отображение информации на диспетчерских пунктах ИТ, РТС, ПТС средствами индивидуального (аналоговые и цифровые приборы, дисплеи и т.д.) и коллективного пользования (диспетчерские щиты, экраны коллективного пользования), обеспечивать отображение и документирование информации на АРМ специалистов различных подразделений, представление другим пользователям информации в требуемой форме.

Автоматизированная система связи также является частью СПИ ПТС и включает каналы связи, автоматические телефонные станции (АТС) и коммутаторы. Каналы связи могут быть как ведомственные, так и арендованные телефонные каналы Минсвязи России, а также каналы радиосвязи.

Для обеспечения рабочего состояния технических средств ИАСУ «Теплосеть» при перерывах и отключениях во внешнем электроснабжении должна быть предусмотрена система гарантированного электропитания.

Технические средства должны отвечать существующим в отрасли конструктивно-техническим требованиям к АСУТП энергетического оборудования, требованиям по надежности измерения метрологическим характеристикам, эргономическим требованиям, а также требованиям по технике безопасности, электробезопасности, взрывной и взрывопожарной безопасности.

При эксплуатации технических средств должны выполняться требования государственных и отраслевых стандартов, а также отраслевых нормативно-директивных документов.

Используемые технические средства для автоматизации отдельных элементов должны совмещаться со средствами АСУТП всего ИАСУ «Теплосеть».

БД.Е.7.2 Информационное обеспечение

Информационное обеспечение (ИО) ИАСУ «Теплосеть» включает все виды информации (режимно-технологической, технико-экономической, ремонтно-эксплуатационной, справочной, нормативной и др.), обрабатываемой в системе, а также методы и формы ее описания, организации хранения, поддержки, передачи и представления.

Информационное обеспечение ИАСУ «Теплосеть» должно предусматривать:

- методологическое единство при создании отдельных блоков и структур ИО для всех уровней управления, компонентов и элементов ИАСУ «Теплосеть»;
- создание системы сбора, контроля и передачи информации, обеспечивающей ввод данных в ЭВМ, ее оперативную корректировку в интерактивном режиме, распределение по уровням управления функций сбора, хранения, накопления и передачи информации;
- формирование единой системы нормативно-справочной информации (НСИ), обеспечивающей необходимыми нормативами разные уровни, компоненты, объекты и подразделения ПТС;
- использование унифицированных систем документации, общероссийских и отраслевых классификаторов, а также систем классификации и кодирования информации в ИАСУ АО-энерго;

- создание локальных баз данных основных компонентов ИАСУ «Теплосеть» (МАСДТУ, МАСПТУ, МАСОУ, АСКУТ), уровней управления, объектов, отдельных подсистем и задач;
- работу баз данных в режиме обмена с БД вышестоящих и смежных АСУ (не являющихся компонентами ИАСУ «Теплосеть»).

На первом этапе структура ИО ИАСУ «Теплосеть» должна строиться как распределенная система, состоящая из информационных баз; АСДУ (текущих значений параметров режима необходимой глубины, информационно-справочной системы по оборудованию, архива диспетчерской документации, схем тепловых сетей), АСПТУ (паспортов оборудования, нормативно-справочной информации для обеспечения ремонтно-технического обслуживания тепловых сетей и др.), АСОУ (технико-экономических показателей работы предприятия, нормативно-правовой документации, базы тарифов и др.), АСКУТ (показатели потребления теплоэнергии и теплоносителей и др.).

В перспективе необходимо создание единой базы данных ИАСУ «Теплосеть», состоящей из следующих уровней: буферная база данных, служащая для приема оперативной информации; оперативная база данных, предназначенная для организации проведения расчетов; главная база данных, в которой сосредоточена вся основная информация; архивная база данных, в которой содержится ретроспективная информация.

Развитие ИО ИАСУ «Теплосеть» должно осуществляться в следующих направлениях:

- разработка и совершенствование структуры единой распределенной базы данных на всех уровнях управления предприятия;
- разработка типовых структур локальных баз данных на теплоэнергетических объектах, увязанных с единой базой данных;
- разработка и совершенствование отраслевых стандартов информационного обеспечения, как с точки зрения описания объектов тепловых сетей, так и с точки зрения применяемых моделей для технологических расчетов;
- оптимизация потоков информации, циркулирующей между уровнями управления в ИАСУ «Теплосеть»;
- совершенствование и развитие локальных баз данных технологических комплексов программ на основе использования унифицированных структур рабочих наборов данных;
- развитие словарей-справочников данных, как для единой распределенной базы данных, так и для локальных баз данных на основе отраслевых стандартов информационного обеспечения.

БД.Е.7.3 Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) ИАСУ «Теплосеть» включает в себя следующие уровни:

- системное стандартное ПО;
- системно-технологическое ПО;
- технологическое ПО.

К системному стандартному ПО относятся операционные системы в среде которых функционируют системно-технологические и технологические программы.

В разработках ИАСУ «Теплосеть» применяется большое количество прикладных программных модулей, сопровождающих операционные системы или выпущенных отдельными пакетами. К таким системно-технологическим программам относятся:

- различные текстовые и графические редакторы, позволяющие создавать текстовые файлы, текстово-графические и графические образы, используемые в базах данных задач комплекса;
- средства тестирования ПЭВМ;
- антивирусные программы;
- инструментальные средства для модификации баз данных и задач;
- различные интегрированные пакеты, которые могут быть использованы автономно;
- и др.

Вновь создаваемые программные средства должны удовлетворять следующим требованиям: состоять из универсального языка запросов к базе данных, иметь логический анализатор (вычислитель) и редактор выходных форм.

При разработке ИО ИАСУ «Теплосеть», как правило, используется локальная вычислительная сеть.

Основными направлениями развития ПО ИАСУ «Теплосеть» является:

- дальнейшее наращивание системного стандартного программного и информационного обеспечения общего назначения (операционные системы, диалоговые системы, системы приема-передачи информации, системы управления базами данных) с целью создания однородной операционной среды, в которой должно работать программное обеспечение ИАСУ «Теплосеть»;
- создание сетей приема-передачи информации между уровнями управления: ОЭТС – ПТС – РТС на каналах связи ЭВМ – ЭВМ или терминал – ЭВМ;
- развитие локальных вычислительных сетей на базе файл-сервера высокой производительности и ряда ПЭВМ, работающих совместно, с целью более полного удовлетворения запросов технологов при сборе информации и решении текущих задач анализа, планирования и оперативного управления;
- дальнейшее развитие автоматизированных рабочих мест на предприятиях централизованного теплоснабжения, информационная увязка этих АРМ на основе сетей ЭВМ и единых баз данных;
- выделение и развитие нового класса программного обеспечения – системно-технологического, предназначенного для организации унифицированных программных интерфейсов между системным программным обеспечением общего назначения и технологическими комплексами программ и создания, таким образом, единой программной системы для организации информационно-вычислительных работ;
- широкое использование систем управления базами данных, с целью организации комплексного решения задач;

- организация унифицированных программных интерфейсов между ЭВМ ОИУК с целью оптимизации использования ресурсов ЭВМ и максимального использования оперативной информации при решении задач планирования и оперативного управления;
- переход на более современные и эффективные операционные системы;
- активное развитие различного рода графических редакторов для построения карт-схем тепловых сетей, расчетных схем и т.п.;
- объединение на общей базе данных задач АСДУ, АСКУТ, АСПТУ, АСОУ в единую технологическую цепь.

Развитие ПО в указанных направлениях даст возможность создания интегрированной информационно-вычислительной системы решения задач ИАСУ «Теплосеть», основными отличительными чертами которой являются:

- Единая программная среда для решения всех задач;
- широкая автоматизация всех видов работ с входной и выходной информацией;
- решение всех задач на единой базе данных с автоматическими преобразованиями информации при переходе от одной технологической задачи к другой по заданию пользователя;
- максимальное использование на верхних уровнях управления информации, подготовленной на нижних уровнях и переданной по каналам связи;
- максимальное использование информации, подготовленной в одной из служб ПТС или РТС, в других технологических службах и отделах.

БД.Е.8 Организация работ по созданию ИАСУ «Теплосеть»

БД.Е.8.1 Этапы разработки и внедрения ИАСУ «Теплосеть»

Построению ИАСУ «Теплосеть», как правило, предшествует этап разработки и ввода в эксплуатацию локальных автоматизированных систем управления:

АСДУ ПТС и АСДУ РТС, АСОУ ПТС АСОУ РТС, АСПТУ ПТС и АСПТУ РТС, АСУТП ИТ и АСУТП НС, АСУТП УКУ, АСУТП КРП, АСКУТ.

К разработке ИАСУ «Теплосеть» и ее отдельных компонентов рекомендуется привлекать отраслевые проектные, научно-исследовательские и наладочные организации, а также ЭСО и предприятия централизованного теплоснабжения, имеющие опыт создания и эксплуатации АСУ.

Уровень подготовленности предприятий к созданию ИАСУ и, соответственно, состав реализуемых функций, объемы и этапы работ определяются в процессе предпроектного обследования и разработки технического задания (ТЗ) на создание ИАСУ конкретных предприятий.

ТЗ разрабатывается предприятием-заказчиком (при необходимости с привлечением специализированных организаций).

В ТЗ на разработку ИАСУ конкретных ПТС и ТЭЦ должны быть изложены требования к реконструкции технологических объектов, например, в части создания УКУ или КРП на магистральных тепловых сетях, позволяющих осуществлять управление СЦТ без вмешательства в системы потребителей (ЦТП и ТП) и модернизации их систем управления. При значительных объемах работ эти требования оформляются в виде самостоятельного ТЗ.

Технические задания должны при необходимости составляться на отдельные компоненты ИАСУ.

Разработка проектной документации на создание ИАСУ «Теплосеть» производится в следующем порядке:

- при необходимости строительства новых или расширения существующих помещений для размещения технических средств и персонала АСУ проектная документация выполняется как на новое строительство, включающее комплекс технических средств (вычислительные комплексы, средства сбора и передачи информации, средства управления);
- при развитии или реконструкции комплекса технических средств, не требующих строительства новых или расширения существующих помещений, выполняется рабочий проект на техническое перевооружение в соответствии с действующими директивными и методическими материалами по техническому перевооружению. В этом случае проектная документация может разрабатываться и для отдельных объектов и видов работ.

При сооружении новых производственных баз ПТС и РТС или их реконструкции необходимо предусматривать специальные помещения для размещения аппаратуры и обслуживающего персонала.

Рекомендуется предусматривать следующие этапы создания и ввода в действие автоматизированных систем управления ПТС, РТС и ТЭЦ:

- АСОУ ПТС и АСПТУ ПТС, АСОУ РЭС и АСПТУ РЭС;
- АСДУ ПТС и АСДУ РТС;
- АСКУТ;
- АСУТП РОК, АСУТП НС, АСУТП КРП, АСУТП УКУ;
- ИАСУ «Теплосеть».

Этап АСОУ ПТС и АСОУ РТС характеризуется наличием реализуемых функций АСОУ (в части общего управления, технико-экономического планирования, коммерческих расчетов с потребителями тепла (если эту функцию выполняет ПТС), управления материально-техническим снабжением, бухгалтерским учетом и др.); АСПТУ РТС и АСПТУ РТС (в части паспортизации оборудования, выдачи технических условий на присоединение потребителей, планирования ремонтно-профилактических работ и др.).

Этап АСДУ ПТС и АСДУ РЭС характеризуется наличием реализуемых функций: реального времени с помощью ОИУК (сбор и обработка телеинформации), планирования режимов работы ИТ и магистральных тепловых сетей, управления выработкой и отпуском тепловой энергии от собственных источников теплоты.

Этап АСКУТ характеризуется наличием достаточно развитой системы сбора и обработки данных с датчиков, счетчиков и приборов по учету расхода теплоносителя и тепловой энергии.

Этап ИАСУ ПЭС характеризуется наличием достаточно развитых функций МАСДТУ, МАСПТУ, МАСОУ в соответствии с настоящими «Основными требованиями…» и с учетом особенностей конкретных предприятий.

На этапе создания ИАСУ по мере необходимости разрабатываются (внедряются АСУТП источников теплоты, насосных станций и узлов контроля и управления на магистральных тепловых сетях.

АСДУ, АСОУ и АСПТУ ПТС, а также АСУТП ИТ и АСУТП НС вводятся, сак правило, в одну очередь, а ИАСУ «Теплосеть» в две очереди.

При ограниченных ресурсах на создание ИАСУ в полном объеме или ее отдельных этапов, целесообразным является создание АРМ технологов ПТС на базе ПЭВМ и локальных вычислительных сетей для решения задач оперативно-диспетчерского управления, расчетов режимов работы оборудования ТЭЦ и собственных ИТ и магистральных тепловых сетей, управления отпуском теплоносителя и тепловой энергии от ИТ, наиболее важных и трудоемких задач производственно-технического и организационно-экономического управления, включая задачи коммерческих расчетов с потребителями тепла, с последующим расширением функций и задач, развитием комплекса технических средств до необходимых на каждом этапе объемов.

БД.Е.8.2 Организация работ по созданию ИАСУ «Теплосеть»

Основанием для создания ИАСУ «Теплосеть» является решение руководства ПТС. Для организации работ на ПТС издается приказ, которым назначается руководитель работ и состав технического совета по АСУ предприятия (или соответствующей секции в составе технического совета предприятия), определяются сроки и порядок выполнения работ, персонал, ответственный за внедрение и эксплуатацию задач и технических средств.

Основным организационно-исполнительным органом, создающим ИАСУ «Теплосеть», является подразделение АСУ (служба АСУ), создаваемое на предприятии «Тепловые сети».

Подразделение АСУ является самостоятельной структурной единицей и подчиняется непосредственно директору предприятия «Тепловые сети».

На подразделение АСУ возлагаются следующие основные задачи:

- организация работ по созданию ИАСУ «Теплосеть»;
- обеспечение эффективного и надежного функционирования ИАСУ «Теплосеть» и ее частей (технических средств, программного и информационного обеспечения и т.п.);
- своевременное обеспечение пользователей ИАСУ «Теплосеть» (подразделений и структурных единиц предприятия, аппарата управления ОЭТС и других вышестоящих организаций, территориальных хозяйственных органов и др.) необходимой и качественной информацией.

В части перечисленных выше основных задач подразделения АСУ предприятия «Тепловые сети» выполняет следующие функции:

- определяет совместно со службами ПТС основные направления и этапы создания и развития ИАСУ на предприятии, организует работу по внедрению ИАСУ в целом и отдельных ее частей;
- организует, координирует и контролирует работы по созданию системы сбора и передачи технологической и организационно-экономической и производственно-технической информации;

- принимает непосредственное участие в разработках, согласовывает проектную документацию с участием подразделений предприятия;
- взаимодействует с отделом АСУ (ВЦ) ОЭТС, научно-исследовательскими и проектными организациями по вопросам составления технических заданий и выполнения проектных работ по созданию и развитию ИАСУ «Теплосеть» в целом и отдельных ее частей, а также по вопросам приобретения (разработки) программных средств;
- осуществляет привязку типового программного обеспечения к условиям предприятия и внедрение нетиповых задач;
- создает совместно с другими подразделениями предприятия нормативно-справочные базы данных, необходимые в процессе функционирования ИАСУ и единую базу данных предприятия;
- осуществляет мероприятия по обеспечению методической, информационной и технической совместимости ИАСУ «Теплосеть» с ИАСУ ОЭТС;
- осуществляет организационно-технические мероприятия по подготовке предприятия к работе в условиях функционирования ИАСУ «Теплосеть», по совершенствованию и развитию системы;
- организует поэтапное внедрение в эксплуатацию технических средств, задач, автоматизированных рабочих мест, вычислительных сетей (систем) и ИАСУ «Теплосеть» в целом;
- организует обмен передовым опытом и обучение персонала подразделений и структурных единиц предприятия;
- принимает участие в разработках и внедрении мероприятий по совершенствованию структуры управления, документооборота и потоков информации на предприятиях;
- организует и участвует во внедрении локальных АСУ (АСДУ, АСКУТ, АСУТП на объектах предприятия и обеспечивает информационную связь между ними в составе ИАСУ «Теплосеть»;
- обеспечивает своевременное представление заявок на приобретение средств вычислительной, а также материальных, трудовых и финансовых ресурсов, необходимых для внедрения, эксплуатации и развития ИАСУ «Теплосеть»;
- взаимодействует с отделом АСУ (ВЦ) ОЭТС, а также со специализированными организациями по проведению технического обслуживания вычислительной техники;
- обеспечивает оптимальные условия использования технических, средств ИАСУ подразделениями и объектами предприятия;
- обеспечивает стабильность технологического процесса сбора, обработки, хранения и выдачи информации в установленные сроки;
- осуществляет ведение классификаторов и нормативно-справочной информации, внедряет и эксплуатирует совместно с подразделениями предприятия информационные базы данных;
- участвует совместно с отделом АСУ (ВЦ) ОЭТС в работах по разработке и внедрению ИАСУ ОЭТС.

В своей работе подразделение АСУ руководствуется действующими нормативами освоения и эксплуатации вычислительной техники, графиками передачи

информации и представления выходных данных технологам пользователям, графиками проведения профилактических работ технических средств АСУ и т. п.

Основные задачи и функции, выполняемые подразделением АСУ, определяются соответствующим положением, утверждаемым директором ОЭТС.

Библиография

[1] ПБ 10-573-03 (РД-03-94) Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. Введены постановлением Госгортехнадзора России № 90 от 11.06.2003 г. Зарегистрированы в Минюсте РФ 18 июня 2003 г. № 4719.

[2] СНиП 41-02-2003 Внутренний водопровод и канализация зданий.

[3] СНиП 23-01-99* Строительная климатология

[4] СНиП 41-02-2003 Тепловые сети

[5] СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов

[6] СНиП 3.05.03-85 Тепловые сети

[7] СП 41-103-2000 Проектирование тепловой изоляции, оборудования и трубопроводов

[8] СНиП 3.05.04-85 Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации. С изменением № 1М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1990.- 49 с.

[9] СНиП П-23-81 Стальные конструкции.- М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1990.- 96 с.

[10] СНиП 3.03.01-87 Несущие и ограждающие конструкции. Правила производства и приемки работ

[11] Правила проведения энергетических обследований организаций (Утверждены Минтопэнерго России 25.03.98 г)

[12] СНиП III-18-75 Металлические конструкции. Правила производства и приемки работ

[13] СНиП 3.01.04-87 Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения. 1987.- 64 с

[14] Правила учета тепловой энергии и теплоносителя. Утв. Первым заместителем Министра топлива и энергетики Российской Федерации 12.09.1995, зарегистрированы в Минюсте России 25.09.1995 № 954.

[15] Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (утверждена Приказом Минэнерго России от 30.12.08 г. № 325)

[16] СанПиН 4723-88. Санитарные правила устройств и эксплуатации систем централизованного ГВС. М. 2001 г.

[17] Рекомендуемые организационные структуры управления и нормативы численности промышленно-производственного персонала предприятий (структурных единиц) тепловых сетей. Утв. Минэнерго СССР 01.12.88.

[18] Порядок передачи информации о нарушениях в работе энергопредприятий и энергосистем». Утв. Заместителем Председателя Правления РАО «еЭС России» 15 ноября 2001 г. Согласовано Начальником Госэнергонадзора Минэнерго России 05 ноября 2001 г.

[19] Положение об оценке готовности электро- и теплоснабжающих организаций к работе в осенне-зимний период (утв. Министром промышленности и энергетики РФ 25.08.2004г).

[20] СП 41-101-95 Проектирование тепловых пунктов: Своды правил по проектированию и строительству к СНиП 2.04.07-86 Тепловые сети.

[21] Методические указания по определению готовности систем теплоснабжения к прохождению отопительного сезона: МУ 34-70-171-87. /Утв. Главтехупр. Минэнерго СССР 03.06.1987; Разраб. Сибтехэнерго, М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.

УДК	ОКС	СТО 112 обозначение стандарта код продукции

Ключевые слова: системы теплоснабжения, тепловые сети, паропроводы, трубопроводы горячего водоснабжения, диспетчерское управление, насосные станции, тепловая изоляция, теплопотребляющие установки, узлы учёта, регулирование теплоснабжения, регулирующая арматура, теплообменник, эксплуатация, эксплуатационные испытания тепловых сетей, методические рекомендации, тепловые потери.

Руководитель организации-разработчика
ОАО «ВНИПИэнергопром»

наименование организации

Генеральный директор должность	личная подпись	В.Г. Семенов инициалы, фамилия
Руководитель разработки		
Заместитель генерального директора должность	личная подпись	В.Н. Папушкин инициалы, фамилия
Исполнители:		
Заведующей лабораторией должность	личная подпись	Г.Х. Умеркин инициалы, фамилия
Заместитель начальника отдела должность	личная подпись	Х.А. Адимов инициалы, фамилия
Главный специалист должность	личная подпись	А.Н. Краснов инициалы, фамилия

СОИСПОЛНИТЕЛИ
ЗАО «Энергокор –Центр Инжиниринг»

Генеральный директор должность	личная подпись	Тыртышный С.Л инициалы, фамилия.
Заместитель Главного инженера должность	личная подпись	Байбурин А.Р. инициалы, фамилия
Гл. специалист должность	личная подпись	Соколов Р.М. инициалы, фамилия
Инженер должность	личная подпись	Яровая С.В. инициалы, фамилия
Инженер должность	личная подпись	Грищенкова Е.А инициалы, фамилия
Инженер должность	личная подпись	Грищенкова Н.А. инициалы, фамилия
Начальник Центра энергоэффективности и энергосбережения Филиал ОАО «Инженерный центр ЕЭС»-«Фирма ОРГРЭС» должность	личная подпись	Е.М. Шмырев инициалы, фамилия

gost.e-ecolog.ru