

КАФЕДРА ТЕПЛОГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ВЕНТИЛЯЦИИ

Электронная версия учебно-методического комплекса дисциплины  
Конспект лекций «**Проектирование систем теплогазоснабжения**»

Москва 2019 г.

## Оглавление

1. Нормативные документы в строительстве.....	7
1.2. Перечень законодательных и нормативных документов, устанавливающих классификацию и терминологию.....	13
2. Системы теплоснабжения.....	15
2.1. Виды систем теплоснабжения.....	15
2.2. Классификация систем ГВ.....	23
2.2.1. Общая характеристика и область применения местных и централизованных систем ГВ .....	24
2.3. Схемы систем ЦГВ.....	25
2.4. Автономные системы ГВ.....	33
2.5. Централизованные системы ГВ.....	35
2.6. Определение расходов воды и теплоты в системах горячего водоснабжения.....	39
2.7. Определение теплотерь в системах ГВС .....	43
2.8. Гидравлический расчёт подающих трубопроводов систем ГВС.....	44
2.8.1. Основные положения гидравлического расчёта .....	44
2.8.2. Располагаемый и требуемый напоры в системах ГВС в режиме водоразбора .....	46
2.8.3. Подбор счётчика воды.....	47
2.9. Циркуляция и ее расчёт в системах горячего водоснабжения.....	48
2.9.1. Гидравлический расчёт СГВ в режиме циркуляции .....	51
2.10. Подбор и схемы включения повысительных и циркуляционных насосов и диафрагм.....	52
2.10.1. Закрытые системы теплоснабжения.....	52
2.10.2. Системы с непосредственным водоразбором.....	54
2.11. Аккумуляторы в системах горячего водоснабжения .....	57
2.11.1. Определение объёма баков-аккумуляторов .....	59
2.11.2. Основные правила установки и обвязки баков .....	61
2.12. Схемы подключения систем горячего водоснабжения к водяным тепловым	

сетям.....	62
2.12.1. Закрытые системы теплоснабжения.....	62
2.12.2. Открытые системы теплоснабжения.....	65
2.13. Схемы подключения систем горячего водоснабжения к паровым тепловым сетям.....	67
2.14. Трубопроводы и арматура ГВ. Санитарно-технические приборы .....	68
2.15. Требование к качеству воды. ....	71
2.15.1. Показатели коррозионной активности горячей воды .....	71
2.15.2. Требования к температуре горячей воды .....	72
2.15.3. Требования к качеству горячей воды.....	74
2.16. Схемы и оборудование тепловых пунктов.....	77
2.16.1. Разновидности схем тепловых пунктов закрытых систем теплоснабжения .....	77
2.16.2. Автоматика и контрольно-измерительные приборы.....	87
2.17. Регулирование отпуска теплоты. ....	93
2.17.1 Тепловые характеристики теплообменных аппаратов .....	97
2.17.2. Качественное регулирование однородной нагрузки.....	100
2.17.3. Качественное регулирование разнородной нагрузки .....	102
2.17.4. Качественное регулирование по отопительной нагрузке.....	103
2.17.5. Графики расхода воды и температуры на ГВС.....	105
2.17.6. Центральное регулирование по совмещенной нагрузке отопления и ГВС.....	112
2.17.7. Центральное регулирование по совмещенной нагрузке закрытых систем теплоснабжения .....	112
2.17.8. Качественное регулирование по совмещенной нагрузке в открытых системах.....	115
2.17.8. Качественно-количественное регулирование.....	118
3. Оборудование систем теплогазоснабжения.....	120
3.1. Классификация теплогенерирующих установок.....	122
3.3. Выбор типа и мощности котельных агрегатов .....	128
3.4. Паровые котельные агрегаты теплогенерирующих установок .....	130

3.5. Водогрейные котельные агрегаты теплогенерирующих установок.....	135
3.6. Основные типы насосов, используемые в системах ТГС .....	138
3.6.1. Циркуляционные насосы .....	139
3.6.2. Консольные насосы .....	145
3.7. Подбор насосов. Их совместная работа .....	147
3.8. Особенности эксплуатации насосов.....	151
3.9. Источники шума и требования к их шумовым характеристикам .....	153
3.9.1. Общие указания по акустическому расчёту .....	155
3.9.2. Определение требуемого снижения шума .....	157
3.9.3. Основные методы и средства снижения шума и защиты от него.....	158
3.10. Технологические процессы, станки, линии для производства трубопроводов, фитингов, запорной арматуры .....	162
3.11. Снабжение потребителей природным газом и варианты автономного газоснабжения потребителей .....	164
4. Особенности эксплуатации систем теплогазоснабжения .....	175
4.1. Характеристика объекта эксплуатации .....	175
4.2. Повышение надежности теплоснабжения .....	177
4.3. Оценка износа оборудования и сетей ТГС .....	182
4.3.1. Рекомендации по проведению технического освидетельствования трубопроводов.....	186
4.3.2. Оценка степени реального износа оборудования (реального состояния)	191
4.3.3. Ремонты оборудования и межремонтные интервалы .....	192
4.3.4. Оценка состояния оборудования до и после ремонтов, проектно-сметная документация .....	195
5. Основы проектирования теплогазоснабжения .....	196
5.1. Основные положения законодательства о техническом регулировании в РФ.	196
5.2. Требования антикоррупционного законодательства РФ в производственной деятельности в сфере теплогазоснабжения. ....	199
5.3. Разработка проектно-сметной документации.....	200
5.4. Организация строительного производства .....	204

5.5. Капитальные затраты в объекты теплоснабжающих систем.....	210
5.6. Использование компьютерных программ для проектирования систем теплогазоснабжения .....	211
5.7. Принципы и особенности проектирования тепловой сети .....	214
5.7.1. Построение продольного профиля .....	215
5.7.2. Продольный профиль тепловой сети .....	216
5.7.3. Указания по расчёту уклона на участке теплотрассы.....	219
5.7.4. Требования к режимам давлений.....	221
5.7.5. Режим подпиточных устройств.....	222
5.7.6. Гидравлические режимы .....	224
5.8. Особенности проектирования тепловых пунктов.....	225
5.8.1. Объёмно-планировочные и конструктивные решения.....	227
5.8.2. Присоединение систем потребления теплоты к тепловым сетям .....	229
5.8.3. Оборудование, трубопроводы, арматура и тепловая изоляция.....	250
5.8.3.1. Водоподогреватели.....	250
5.8.3.2. Насосы .....	253
5.8.3.3. Диафрагмы и элеваторы.....	256
5.8.3.4. Баки и грязевики.....	258
5.8.3.5. Трубопроводы и арматура.....	261
5.8.3.6. Тепловая изоляция.....	268
5.8.4. Водоподготовка.....	270
5.8.5. Отопление, вентиляция, водопровод и канализация .....	275
5.8.6. Электроснабжение и электрооборудование.....	277
5.8.7. Автоматизация и контроль .....	278
5.8.8. Диспетчеризация и связь .....	284
5.8.9. Требования по снижению уровней шума и вибрации от работы насосного оборудования.....	285
5.8.10. Дополнительные требования к проектированию тепловых пунктов в особых природных и климатических условиях строительства .....	288
5.8.10.1. Общие требования.....	288

5.8.10.2. Районы вечномёрзлых грунтов .....	289
5.8.10.3. Подрабатываемые территории .....	290
5.8.10.4. Просадочные от замачивания грунты .....	290
5.9. Оформление и согласование проекта .....	291
5.9.1. Этапы составления проекта теплосети. Состав типового проекта .....	291
5.9.2. Порядок разработки, утверждения и актуализации схем теплоснабжения	292
5.9.3. Требования к форматам проектов схем теплоснабжения, направляемых в электронной форме в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти .....	307

## 1. Нормативные документы в строительстве

Система нормативных документов в строительстве (в дальнейшем – Система) представляет собой совокупность взаимосвязанных документов, принимаемых компетентными органами исполнительной власти и управления строительством, а также предприятиями и организациями для применения на всех этапах создания и эксплуатации строительной продукции в целях защиты прав и охраняемых законом интересов ее потребителей, общества и государства.

Правовой базой Системы является законодательство Российской Федерации, определяющее взаимоотношения участников инвестиционной деятельности, их права, обязанности и ответственность за качество продукции и услуг. Система является одним из средств межотраслевого регулирования и управления при проектировании и строительстве в целях реализации требований законодательства.

Основополагающим документом Системы нормативных документов в строительстве, выступавшим ее организатором и классификатором до недавнего времени являлся СНиП 10-01-94, отменённый 01.10.2003 в связи с принятием закона "О техническом регулировании". Однако до сих пор нового документа, соответствующего требованиям нового законодательства по вопросам классификации нормативных документов в строительстве, не принято, поэтому в качестве рекомендательно-методического, информационно-справочного документа можно использовать отмененный СНиП.

Основой Системы являются:

- 1) нормативно-технические документы (технические регламенты, национальные стандарты, сборники норм и правил и другие документы);
- 2) Государственные федеральные документы;

- 3) документы субъектов Российской Федерации;
- 4) производственно-отраслевые документы субъектов хозяйственной деятельности.

Классификация нормативных документов Системы приведена на рис.1.1.

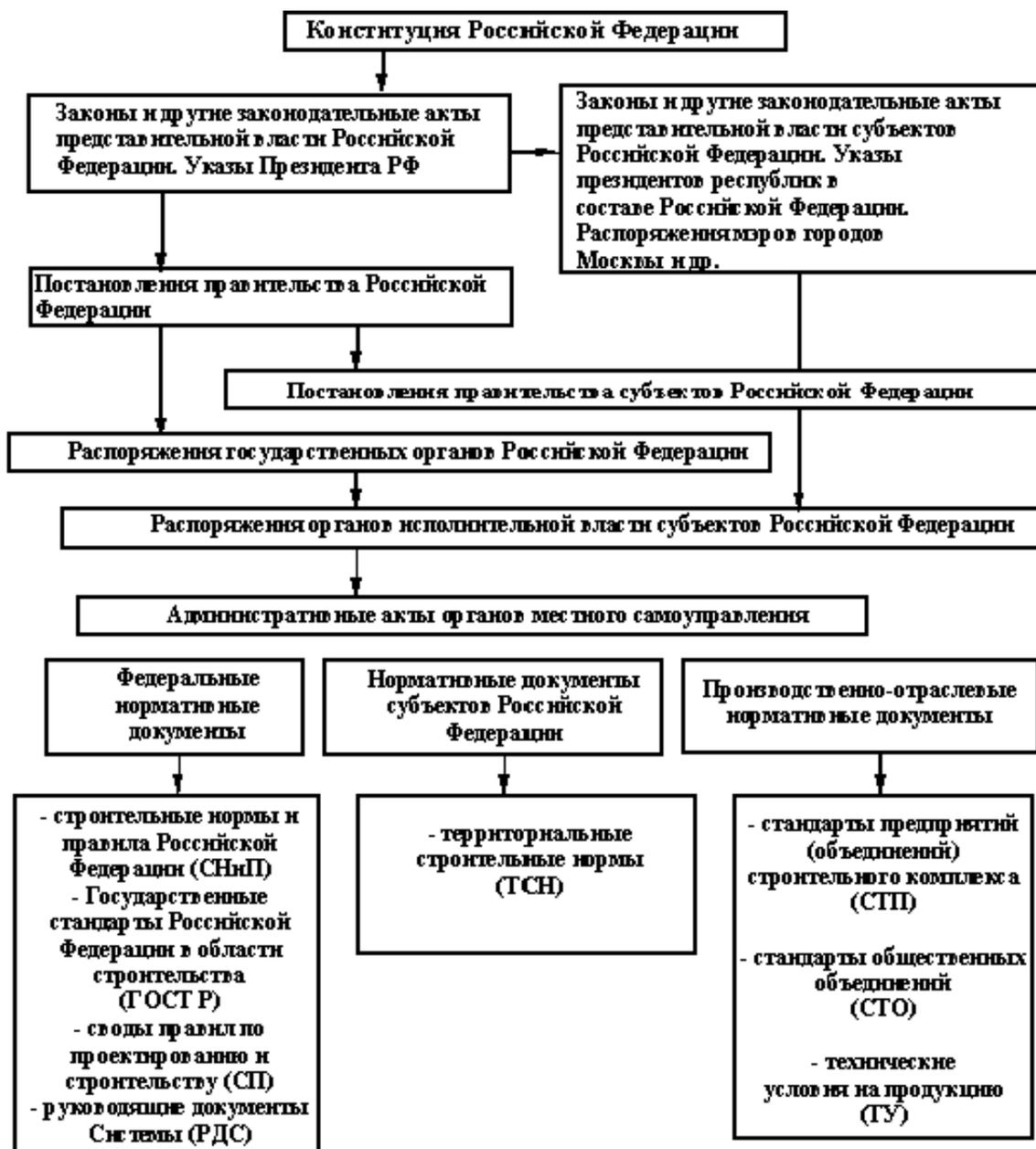


Рис.1.1. Схема нормативно-правового регулирования строительства в Российской Федерации

В качестве федеральных нормативных документов применяют также межгосударственные строительные нормы и правила и межгосударственные стандарты (ГОСТ), введенные в действие на территории Российской Федерации.

Наряду с указанными нормативными документами Системы в строительстве применяют:

- 1) технические регламенты;
- 2) национальные стандарты и другие документы по стандартизации, метрологии и сертификации, принимаемые Ростехрегулированием;
- 3) нормы, правила и нормативы органов государственного надзора;
- 4) стандарты отраслей, нормы технологического проектирования и другие нормативные документы, принимаемые отраслевыми министерствами, государственными комитетами в соответствии с их компетенцией.

ФЗ – федеральные законы являются обязательными к исполнению. Существуют ФЗ, регламентирующие строительную отрасль.

СНиП и ГОСТ Р в области строительства принимаются и вводятся в действие, а межгосударственные нормативные документы - вводятся в действие соответствующими министерствами Российской Федерации в установленном им порядке.

СНиП раньше устанавливал обязательные требования. Сейчас проектировщики больше ориентируются на СП.

ГОСТ Р - обязательные и рекомендуемые требования к параметрам и характеристикам объекта стандартизации.

СП принимает разработчик этих документов после согласования с соответствующими органами надзора и одобрения Росстроем. Устанавливают рекомендуемые положения в развитие и обеспечение обязательных требований СНиП и ГОСТ Р.

РДС принимает (утверждает) Росстрой в установленном им порядке.

ТСН принимают органы исполнительной власти соответствующих субъектов Российской Федерации.

СТП и СТО принимают предприятия и общественные объединения по организации и технологии производства, а также по обеспечению качества продукции.

ТУ на строительные материалы, изделия, конструкции и другую продукцию промышленных предприятий разрабатывают организации-разработчики или производители указанной продукции как составную часть конструкторской или технологической документации на ее изготовление.

Структура Системы нормативных документов в строительстве определяется номенклатурой объектов стандартизации и нормирования.

Для каждой группы однородных объектов формируется комплекс взаимосвязанных документов различных категорий и видов, объединяемых единством их цели и задач.

СТО НОСТРОЙ (национальное объединение строителей), АВОК (Ассоциация инженеров АВОК) выпустили свои нормы, правила и стандарты.

Система включает 41 комплекс документов.

Структура системы приведена в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Структура нормативных документов в строительстве

Номер комплекса документов	Наименование комплекса документов
1	2
	1. Организационно-методические нормативные документы
10	Стандартизация, техническое нормирование, сертификация
11	Изыскание и проектирование
12	Производство

13	Эксплуатация
	2. Общие технические нормативные документы
20	Основные положения надежности строительных сооружений
21	Пожарная безопасность
22	Защита от опасных геофизических воздействий
23	Внутренний климат и защита от вредных воздействий
24	Размерная взаимозаменяемость и совместимость
	3. Нормативные документы по градостроительству, зданиям и сооружениям
30	Планировка и застройка территорий и поселений
31	Здания и сооружения общего назначения
32	Сооружения транспорта
33	Гидротехнические и мелиоративные сооружения
34	Магистральные и промысловые трубопроводы
	4. Нормативные документы на инженерное оборудование зданий, сооружений и внешние сети
40	Водоснабжение и канализация
41	Теплоснабжение, вентиляция и кондиционирование воздуха
42	Газоснабжение
	5. Нормативные документы на строительные конструкции и изделия
50	Основания и фундаменты зданий и сооружений
51	Железобетонные и бетонные конструкции
52	Каменные и армокаменные конструкции
53	Металлические конструкции
54	Деревянные конструкции
55	Конструкции из других материалов
56	Окна, двери, ворота и приборы к ним
	6. Нормативные документы на строительные материалы и

	изделия
60	Стеновые кладочные материалы
61	Минеральные вяжущие вещества
62	Бетоны и растворы
63	Нерудные строительные материалы, плотные и перистые заполнители
64	Асбесто-цементные материалы
65	Теплоизоляционные, звукоизоляционные и звукопоглощающие материалы
66	Кровельные, гидроизоляционные и герметизирующие материалы и изделия
67	Отделочные и облицовочные
68	Дорожные материалы
69	Строительное стекло
	7. Нормативные документы на мобильные здания и сооружения, оснастку, инвентарь и инструмент
70	Мобильные здания и сооружения
71	Оснастка строительных организаций
72	Ручной строительный инструмент
73	Специальная оснастка предприятий стройиндустрии
	8. Нормативные документы по экономике
80	Экономика строительства
81	Ценообразование и сметы
82	Материальные ресурсы
83	Трудовые ресурсы

## **1.2. Перечень законодательных и нормативных документов, устанавливающих классификацию и терминологию**

1. Федеральный закон от 27.12.2002 N 184-ФЗ "О техническом регулировании";
2. СНиП 10-01-94 Система нормативных документов в строительстве. Основные положения (не действует на территории РФ с 01.10.2003);
3. ГОСТ 1.1-2002 Межгосударственная система стандартизации. Термины и определения. Постановление Госстандарта России от 08.10.2002 N 366-ст;
4. ГОСТ Р 1.9-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Знак соответствия национальным стандартам Российской Федерации. Изображение. Порядок применения. Приказ Ростехрегулирования от 30.12.2004 N 157-ст;
5. ГОСТ Р 1.4-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения. Приказ Ростехрегулирования от 30.12.2004 N 154-ст;
6. ГОСТ Р 1.12-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Термины и определения. Приказ Ростехрегулирования от 30.12.2004 N 159-ст;
7. ГОСТ Р 1.0-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения. Приказ Ростехрегулирования от 30.12.2004 N 152-ст;
8. ГОСТ Р 1.2-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила разработки, утверждения, обновления и отмены. Приказ Ростехрегулирования от 30.12.2004 N 153-ст;
9. ГОСТ Р 1.5-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения. Приказ Ростехрегулирования от 30.12.2004 N 155-ст;

10. ГОСТ Р 1.8-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты межгосударственные. Правила проведения в Российской Федерации работ по разработке, применению, обновлению и прекращению применения. Приказ Ростехрегулирования от 30.12.2004 N 156-ст;

11. ГОСТ 15467-79 Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения;

12. ВРДС 10-01-95 Структура системы ведомственных нормативных документов в МО РФ военно-строительном комплексе Министерства обороны РФ;

13. СТО НОСТРОЙ, АВОК.

## **2. Системы теплоснабжения**

### **2.1. Виды систем теплоснабжения.**

Каждая система теплоснабжения состоит из следующих основных элементов: источника тепловой энергии, тепловой сети, абонентских вводов и местных систем потребителей тепла.

Тепловая энергия отпускается потребителям в виде горячей воды и водяного пара.

Вода как теплоноситель имеет ряд преимуществ перед паром; некоторые из этих преимуществ приобретают особо важное значение при отпуске тепла с ТЭЦ:

1. возможность транспортирования воды на большие расстояния без существенной потери ее энергетического потенциала, т.е. ее температуры (понижение температуры воды в крупных системах составляет менее  $1^\circ$  на 1 км пути), энергетический потенциал пара – его давление – уменьшается при транспортировании более значительно, составляя в среднем 0,1 – 0,15 МПа на 1 км пути. Таким образом, в водяных системах давление пара в отборах турбин может быть очень низким (от 0,06 до 0,2 МПа), тогда как в паровых системах оно должно составлять до 1-1,5 МПа. Повышение же давления пара в отборах турбин приводит к увеличению расхода топлива на ТЭЦ и уменьшению выработки электроэнергии на тепловом потреблении;
2. меньшая стоимость присоединений к тепловым сетям местных систем отопления;
3. возможность центрального (у источника тепла) регулирования отпуска тепла потребителям изменением температуры воды;
4. простота эксплуатации – отсутствие у потребителей неизбежных при паре конденсатоотводчиков и насосных установок по возврату конденсата.

Кроме того, водяные системы позволяют сохранить на ТЭЦ в чистоте конденсат греющего воду пара без устройства дорогих и сложных паропреобразователей. При паровых же системах конденсат возвращается от потребителей нередко загрязненным и далеко не полностью (40-50 %), что требует значительных затрат на его очистку и приготовление добавочной питательной воды для котлов.

Пар как теплоноситель в свою очередь имеет определенные достоинства по сравнению с водой:

1. большую универсальность, заключающуюся в возможности удовлетворения всех видов потребления, включая технологические процессы;
2. меньший расход электроэнергии на перемещение теплоносителя (расход электроэнергии на возврат конденсата в паровых системах весьма невелик по сравнению с затратами электроэнергии на перемещение воды в водяных системах);
3. незначительность создаваемого гидростатического давления вследствие малой удельной плотности пара по сравнению с плотностью воды.

Классификация потребителей тепла.

Потребителями тепла систем теплоснабжения являются:

- 1) теплоиспользующие санитарно-технические системы зданий (системы отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха, горячего водоснабжения);
- 2) различного рода технологические установки, использующие тепло низкого потенциала (до 300 – 350 °С).

По режиму потребления тепла в течение года различают две группы потребителей:

- 1) сезонные потребители, нуждающиеся в тепле только в холодный период года, с зависимостью расхода тепла в основном от температуры

наружного воздуха, к этой группе относятся системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха;

2) круглогодичные потребители, нуждающиеся в тепле весь год, со слабо выраженной в большинстве случаев зависимостью расхода тепла от температуры наружного воздуха, к этой группе относятся системы горячего водоснабжения и технологические установки.

Системы теплоснабжения с различными устройствами и названиями элементов классифицируют по признакам:

1. источнику приготовления тепла;
2. роду теплоносителя;
3. способу подачи воды на горячее водоснабжение;
4. количеству трубопроводов тепловых сетей;

1. По источнику приготовления тепла различают три вида систем теплоснабжения:

1.1. высокоорганизованное централизованное теплоснабжение на базе комбинированной выработки тепла и электроэнергии на ТЭЦ – теплофикация;

1.2. централизованное теплоснабжение от районных отопительных и промышленно-отопительных котельных;

1.3. децентрализованное теплоснабжение от мелких котельных, индивидуальных отопительных печей и т.д.

Централизованное теплоснабжение представляет собой процесс обеспечения тепловой энергией низкого (до 150°) и среднего (до 350°) потенциала нескольких потребителей от одного или нескольких источников.

Источником тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения могут быть теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), районные (РК) и квартальные котельные. На ТЭЦ осуществляется комбинированная выработка

тепла и электроэнергии, обеспечивающая существенное снижение удельных расходов топлива при получении электроэнергии. При этом сначала тепло рабочего тела - водяного пара - используется для получения электроэнергии при расширении пара в турбинах, а затем оставшееся тепло отработанного пара используется для нагрева воды в теплообменниках, которые составляют теплофикационное оборудование ТЭЦ. Горячая вода применяется для теплоснабжения. Таким образом, на ТЭЦ тепло высокого потенциала используется для выработки электроэнергии, а тепло низкого потенциала – для теплоснабжения. В этом состоит энергетический смысл комбинированной выработки тепла и электроэнергии. При отдельной их выработке электроэнергию на конденсационных станциях (КЭС), а тепло – в котельных. В конденсаторах паровых турбин на КЭС поддерживается глубокий вакуум, которому соответствуют низкие температуры (15-20°), и охлаждающую воду не используют. В результате на теплоснабжение расходуют дополнительное топливо. Следовательно, отдельная выработка экономически менее выгодна, чем комбинированная.

Следует учитывать, что при теплофикации капитальные вложения в ТЭЦ и тепловые сети оказываются больше, чем в КЭС и централизованные системы теплоснабжения от РК, поэтому ТЭЦ целесообразно сооружать лишь при больших тепловых нагрузках.

2. По роду теплоносителя:
  - 2.1. водяные системы теплоснабжения;
  - 2.2. паровые системы теплоснабжения.

Водяные системы применяют в основном для теплоснабжения сезонных потребителей и горячего водоснабжения, а в некоторых случаях и для технологических процессов.

Паровые системы теплоснабжения распространены главным образом на промышленных предприятиях, где требуется высокотемпературная тепловая нагрузка.

3. По способу подачи воды на горячее водоснабжение:
  - 3.1 закрытые;
  - 3.2 открытые.

В закрытых водяных системах теплоснабжения воду из тепловых сетей используют только как греющую воду для нагревания в подогревателях поверхностного типа водопроводной воды, поступающей затем в местную систему горячего водоснабжения. В закрытых системах теплоснабжения сам теплоноситель нигде не расходуется, а лишь циркулирует между источником тепла и местными системами теплопотребления. Это значит, что такие системы закрыты по отношению к атмосфере. Для закрытых систем теоретически справедливо равенство  $G_{yx} = G_{прих}$ , т.е. количество уходящей от источника и приходящей к нему воды одинаково. В реальных же системах всегда  $G_{yx} < G_{прих}$ . Часть воды теряется из системы через имеющиеся в ней неплотности: через сальники насосов, компенсаторов, арматуру и др. Эти утечки воды из системы невелики и при хорошей эксплуатации не превышают 0,5% объема воды в системе. Однако даже в таком количестве они приносят определенный ущерб, так как с ними теряются и тепло, и теплоноситель. Пополнение системы водой для компенсации утечек происходит у источника тепла.

В открытых водяных системах теплоснабжения горячая вода к водоразборным приборам местной системы горячего водоснабжения поступает непосредственно из тепловых сетей. Для открытых систем даже при отсутствии утечек характерно равенство  $G_{yx} < G_{прих}$ . Сетевая вода, выливаясь из водоразборных кранов местных систем горячего водоснабжения, соприкасается с атмосферой, т.е. такие системы открыты по отношению к атмосфере.

Пополнение открытых систем водой происходит обычно так же, как и закрытых систем, у источника тепла, хотя в таких системах пополнение возможно и в других точках системы. Количество подпиточной воды в открытых системах значительно больше, чем в закрытых. Если в закрытых системах подпиточная вода покрывает только утечки воды из системы, то в открытых системах она должна компенсировать еще и предусмотренный отбор воды.

Преимущества открытых систем:

1) отсутствие на абонентских вводах поверхностных теплообменников горячего водоснабжения и замена их более дешевыми смесительными устройствами;

2) позволяют использовать в больших количествах низкопотенциальное сбросное тепло, которое имеется на ТЭЦ (тепло конденсаторов турбин), и в ряде отраслей промышленности, что уменьшает расход топлива на приготовление теплоносителя;

3) обеспечивают возможность уменьшения расчётной производительности источника тепла путем осреднения расхода тепла на горячее водоснабжение при установке центральных аккумуляторов горячей воды;

4) увеличивают срок службы местных систем горячего водоснабжения, так как в них поступает вода из тепловых сетей, не содержащая агрессивных газов и накипеобразующих солей;

5) уменьшают диаметры распределительных сетей холодного водоснабжения (примерно на 16%), подавая абонентам воду для местных систем горячего водоснабжения по отопительным водопроводам;

6) позволяют перейти к однотрубным системам при совпадении расходов воды на отопление и горячее водоснабжение.

Недостатки открытых систем:

1) необходимость иметь у источника тепла более мощную, чем в закрытых системах, установку по обработке подпиточной воды во избежание появления коррозии и накипи в нагревательных установках и тепловых сетях;

2) возможность, при недостаточно тщательной обработке воды, появления цветности в разбираемой воде, а в случае присоединения радиаторных систем отопления к тепловым сетям через смесительные узлы (элеваторные, насосные), еще и возможность загрязнения разбираемой воды и появления в ней запаха, вследствие отложения в радиаторах осадка и развития в них особых бактерий;

3) усложнение контроля за плотностью системы, поскольку в открытых системах количество подпиточной воды не характеризует величину утечки воды из системы как в закрытых системах.

Малая жесткость исходной водопроводной воды (1-1,5 мг экв/л) способствует применению открытых систем, исключая необходимость в дорогой и сложной противонакипной обработке воды. Целесообразно применять открытые системы и при очень жестких или агрессивных в отношении коррозии исходных водах, т.к. при таких водах в закрытых системах необходимо устраивать обработку воды на каждом абонентском вводе, что во много раз сложнее и дороже единой обработки подпиточной воды у источника тепла в открытых системах.

4. По количеству трубопроводов различают:
  - 4.1 однотрубные;
  - 4.2 двухтрубные;
  - 4.3 трехтрубные;
  - 4.4 четырехтрубные;
  - 4.5 комбинированные.

Однотрубные системы целесообразны только тогда, когда среднечасовой расход сетевой воды, подаваемый на нужды отопления и вентиляции, совпадает со среднечасовым расходом воды, потребляемой для горячего водоснабжения. Но для большинства районов нашей страны, кроме самых южных, расчётные расходы сетевой воды, подаваемые на нужды отопления и вентиляции, оказываются больше расхода воды, потребляемой для горячего водоснабжения. При таком дебалансе указанных расходов неиспользованную для горячего водоснабжения воду приходится отправлять в дренаж, что является очень неэкономичным.

Двухтрубные системы (открытые и закрытые) являются наиболее распространенными.

Трехтрубные системы находят применение в промышленных системах теплоснабжения с постоянным расходом воды, подаваемой на технологические нужды. Такие системы имеют две подающие трубы. По одной из них вода с неизменной температурой поступает к технологическим аппаратам и к теплообменникам горячего водоснабжения, по другой вода с переменной температурой идет на нужды отопления и вентиляции. Охлажденная вода от всех местных систем возвращается к источнику тепла по одному общему трубопроводу.

Четырехтрубные системы из-за большого расхода металла применяются лишь в мелких системах с целью упрощения абонентских вводов. В таких системах вода для местных систем горячего водоснабжения готовится непосредственно у источника тепла (в котельных) и по особой трубе подводится к потребителям, где непосредственно поступает в местные системы горячего водоснабжения. В этом случае у абонентов отсутствуют подогревательные установки горячего водоснабжения, и рециркуляционная вода систем горячего водоснабжения возвращается для подогрева к источнику тепла. Две другие трубы в такой системе предназначаются для местных систем отопления и вентиляции.

Комбинированные системы целесообразны при значительном удалении источника тепла от теплоснабжаемого района. Они представляют собой сочетание однотрубной системы двухтрубной системы. В такой системе входящий в состав ТЭЦ пиковый водогрейный котел размещается непосредственно в теплоснабжаемом районе, образуя дополнительную водогрейную котельную. От ТЭЦ до котельной подается по одной трубе только такое количество высокотемпературной воды, которое необходимо для горячего водоснабжения. Внутри же теплоснабжаемого района устраивается обычная двухтрубная система. В котельной к воде от ТЭЦ добавляется подогретая в котле вода из обратного трубопровода двухтрубной системы, и общий поток воды с более низкой температурой, чем температура воды, поступающей от ТЭЦ, направляется в тепловую сеть района. В дальнейшем часть этой воды используется в местных системах горячего водоснабжения, а остальная часть возвращается в котельную.

## **2.2. Классификация систем ГВ.**

С началом массового жилищно-бытового строительства началось освоение централизованного горячего водоснабжения. Централизованное горячее водоснабжение на базе крупных источников тепловой энергии снижает также загрязнения окружающей среды в жилых районах. В перспективе теплофикации предусмотрено довести централизованное приготовление горячей воды на ТЭЦ, в котельных до 90% от всей ее потребности.

Система горячего водоснабжения состоит из:

- 1) источник приготовления ГВ;
- 2) трубопроводы, по которым вода поступает от источника к потребителям;
- 3) приспособления для регулирования параметров и контроля расхода теплоносителя.

Системы ГВ отличаются большим разнообразием, поэтому их классификации производятся по многим признакам:

1. Системы ГВ делятся на централизованные и децентрализованные по месту расположению источника.

1.1. В централизованных системах ГВ используется тепло от ТЭЦ и районных котельных. Централизованные системы бывают: открытые, которые используют горячую воду непосредственно из теплосетей; закрытые, использующие водопроводную воду с предварительным подогревом.

1.2. Автономные (децентрализованные) системы ГВ используют горячую воду от местных теплоисточников, находящихся вблизи от водоразборных приборов. Это электрические газовые водонагреватели, а также водогрейные устройства на твердом топливе.

2. При прокладке трубопроводов от теплового пункта до водоразборных приборов используют систему с верхней и нижней разводкой, тупиковые и циркуляционные, которые в свою очередь бывают с естественной и принудительной циркуляцией.

3. Системы ГВ различаются по назначению потребителей. Системы ГВ жилых домов и гостиниц отсчитываются числом стояков, ответвлений к приборам, размещенным по всему объёму зданий. ГВ жилых домов существенно отличаются от производственного потребления ГВ суточной неравномерностью.

### **2.2.1. Общая характеристика и область применения местных и централизованных систем ГВ**

Системы горячего водоснабжения подразделяются на местные и централизованные. При местном ГВ (МГВ) вода нагревается непосредственно у места ее потребления. Система МГВ обеспечивает водой один или несколько

водоразборных приборов в смежных помещениях. Вода при МГВ нагревается в индивидуальных водонагревателях паром, горячей сетевой водой, за счет сжигания топлива, электричеством. Используется также солнечный нагрев воды. Наиболее характерные примеры МГВ - газовые водонагреватели и дачные душевые установки с солнечным нагревом.

Поскольку использование электричества значительно дороже газового нагрева, применение электроводонагревателей на проектной стадии должно иметь необходимое технико-экономическое обоснование. Использование газовых водонагревателей регламентируется нормами газоснабжения.

В системах ЦГВ вода приготавливается для потребителей целого здания, группы зданий, квартала, населенного пункта и т.п., а затем по трубопроводам подается к водоразборным приборам. Нагрев воды производится в водогрейных котлах, паро- или водоводяных нагревателях.

Местными системами оборудуются здания, не подключенные к системам централизованного теплоснабжения (ЦТ), не имеющие собственных котельных, или, если система ЦТ не рассчитана на покрытие тепловой нагрузки ГВ.

Системами ЦГВ оборудуются здания, подключенные к системам ЦТ или имеющие собственные котельные. Если число водоразборных точек в таких зданиях мало, экономически может быть обосновано и применение системы МГВ.

### **2.3. Схемы систем ЦГВ**

Рассмотрим основные виды классификации схем систем ЦГВ.

1. По обеспечению давления системы ГВ могут быть работающими:
  - 1.1. под давлением холодного водопровода;
  - 1.2. под давлением тепловой сети;
  - 1.3. под давлением, создаваемым насосом, установленным на холодном или горячем водопроводе;

1.4. под статическим давлением, создаваемым баком холодной или горячей воды.

2. По месту прокладки распределительных трубопроводов системы могут быть:

2.1. с нижней разводкой;

2.2. с верхней разводкой.

3. По наличию и способу обеспечения циркуляции:

3.1. без циркуляции;

3.2. с естественной циркуляцией;

3.3. с насосной циркуляцией.

4. По наличию и месту расположения баков-аккумуляторов горячей воды:

4.1. без аккумулятора;

4.2. с нижним баком;

4.3. с верхним баком.

Рассмотрим характерные примеры схем построения систем ЦГВ.

Схема на рис. 2.1 одновременно со своим конкретным техническим содержанием иллюстрирует основные элементы систем ГВ.

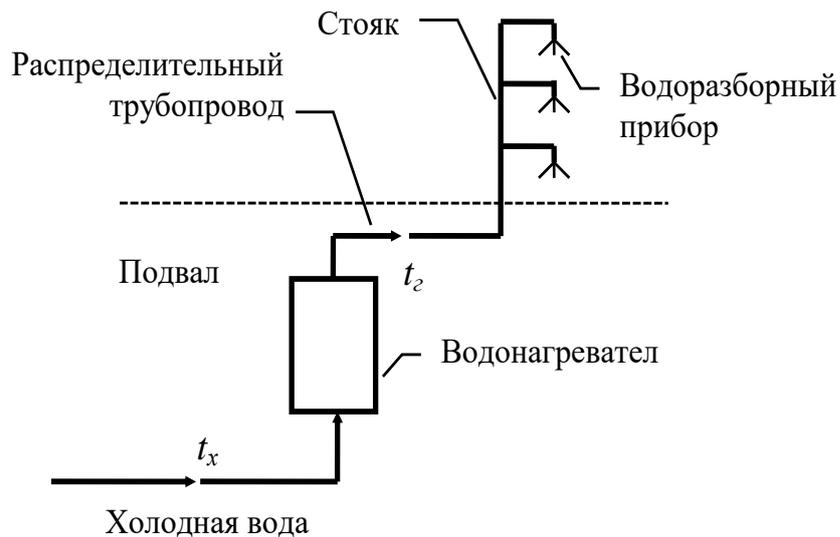


Рис.2.1. Схема системы ГВ с нижней разводкой и нагревом воды

При непосредственном водоразборе вместо водонагревателя в схеме присутствует регулятор температуры, обеспечивающий смешение воды из подающего и обратного трубопроводов тепловой сети (рис.2.2-2.3).

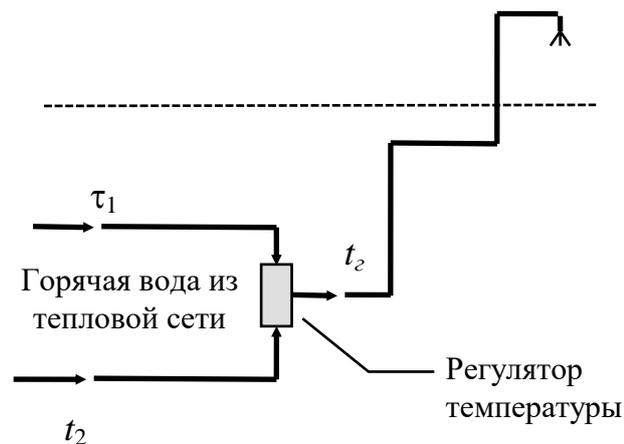


Рис.2.2. Схема системы ГВ с нижней разводкой и непосредственным водоразбором

Схемы систем ЦГВ с нагревом водопроводной воды более сложны. Для перехода к схеме с непосредственным водоразбором достаточно заменить водонагреватель на регулятор температуры и исключить трубопроводы холодной воды.

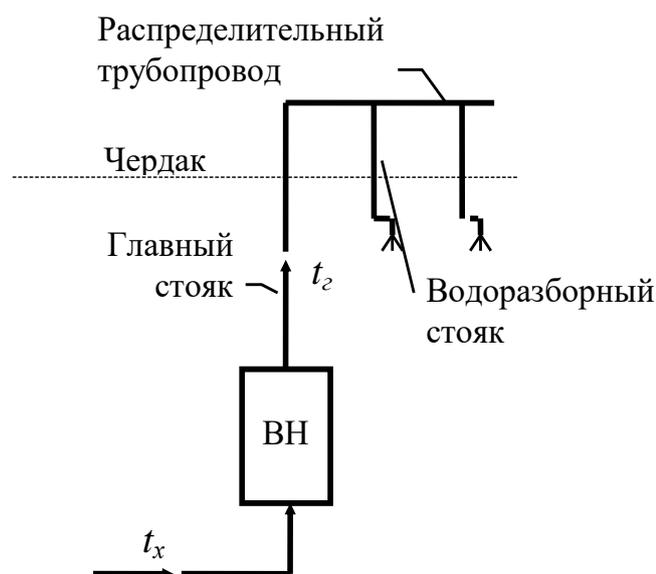


Рис.2.3 Схема системы ГВ с верхней разводкой

Для обеспечения неостывания воды в раздающих трубопроводах при отсутствии водоразбора (в ночное время) служит циркуляция. А для компенсации неравномерности потребления горячей воды по времени суток применяются баки-аккумуляторы.

Очевидно, что при схеме системы по рис.2.4 возможны режимы работы:

- 1) с водоразбором через водонагреватель;
- 2) с водоразбором из бака-аккумулятора;
- 3) с работой водонагревателя на заполнение бака;
- 4) смешанные режимы нагревателя и бака-аккумулятора.

Герметичный бак-аккумулятор (рис. 2.5) обеспечивает использование давления водопровода для работы системы горячего водоснабжения.

Если по соображениям безопасности в здании нельзя расположить бак, находящийся под давлением водопровода (0,5 МПа и более), бак-аккумулятор выполняется открытым (бак атмосферного типа). Такие баки безопасны, более просты по конструкции и дешевы. Верхнее расположение бака удобно тем, что позволяет организовать подачу воды потребителям самотеком (безнасосно). Заполняется же бак под давлением водопровода.

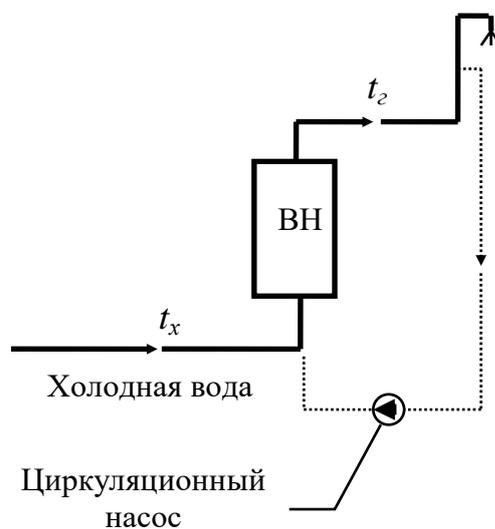


Рис. 2.4. Схема с насосной циркуляцией (при естественной циркуляции насос отсутствует)

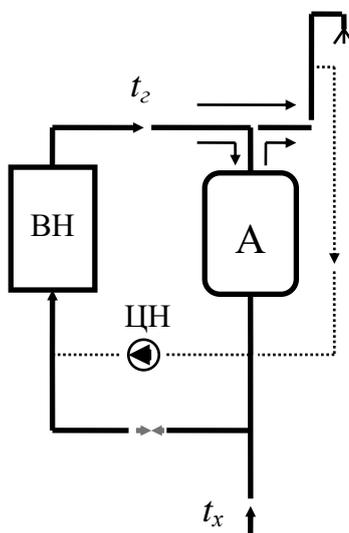


Рис.2.5. Схема с нижней разводкой, нижним баком и насосной циркуляцией

При этом возникает необходимость регулировки уровня заполнения бака, то может выполняться различными способами. Самым простым является механический шаровой или поплавковый клапан, аналогичный клапану смывного бачка унитаза (рис. 2.6). Однако организовать циркуляцию через шаровой клапан невозможно, т.к. после заполнения бака он закрывается.

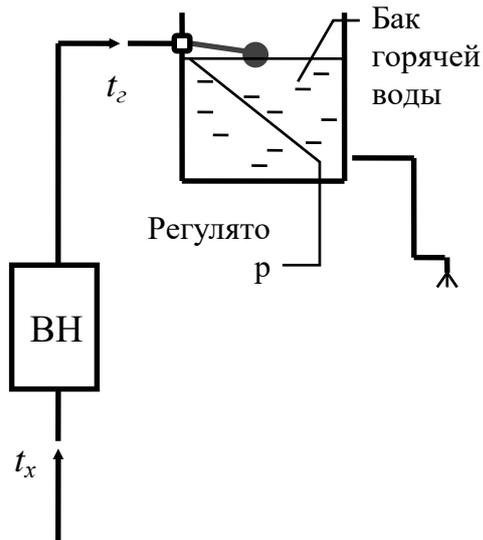


Рис. 2.6 Схема с верхней разводкой и верхним баком, оборудованным регулятором уровня

Для организации циркуляции в этом случае требуется либо уравнильный бак (рис.2.7), снабженный шаровым клапаном, либо автоматический регулятор на линии подачи холодной воды соединенный импульсной линией с датчиком уровня в баке горячей воды.

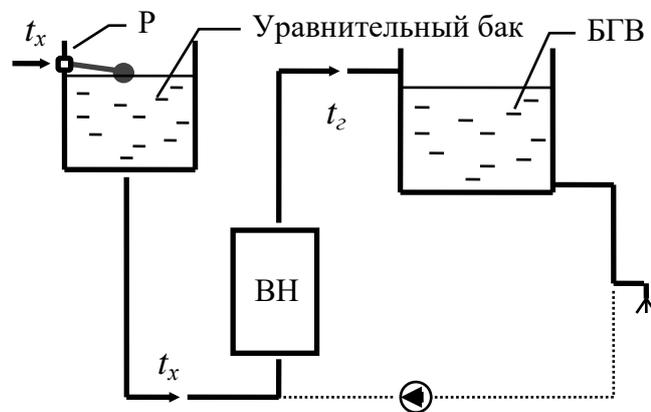


Рис. 2.7 Схема с верхней разводкой и верхним баком, с циркуляцией и регулировкой уровня уравнильным баком

При этом циркуляция может охватывать бак горячей воды (рис. 2.8), а может не затрагивать его, обеспечивая неостывание воды только в трубопроводах (рис. 2.9).

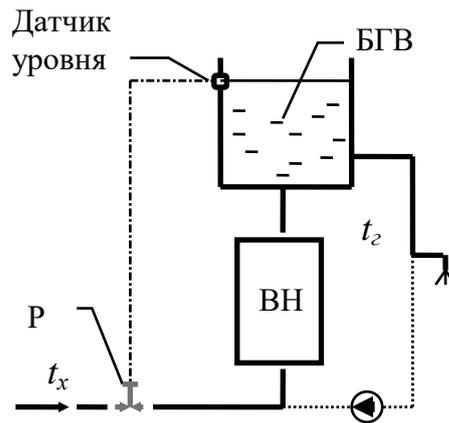


Рис. 2.8 Схема с верхней разводкой и верхним баком, с автоматическим регулятором уровня

И с циркуляцией через бак:

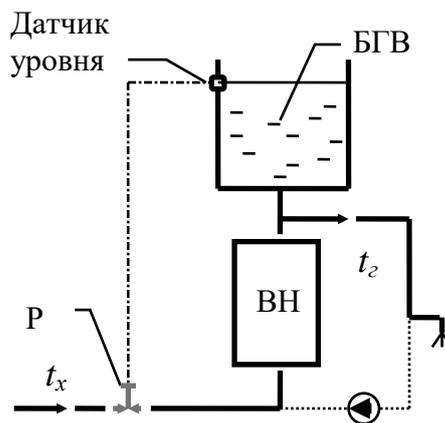


Рис. 2.9 Аналогичная схема с циркуляцией, не охватывающей бак

Нижнее расположение атмосферного бака-аккумулятора проще конструктивно, но при этом теряется возможность самотечной организации подачи воды. Система должна быть оборудована насосом, который обеспечивает расчётный расход воды и создание напора не меньше требуемого для преодоления всех гидравлических потерь в системе (рис. 3.10). При отсутствии водоразбора этот же насос обеспечивает циркуляцию. Располагается он на циркуляционном кольце, но на линии подающего трубопровода.

Бак-аккумулятор может быть снабжен змеевиковым теплообменником и служить одновременно ёмкостным водонагревателем. Особенно распространена

эта схема при паровой тепловой сети для обеспечения бытового горячего водоснабжения промпредприятий (рис. 2.11).

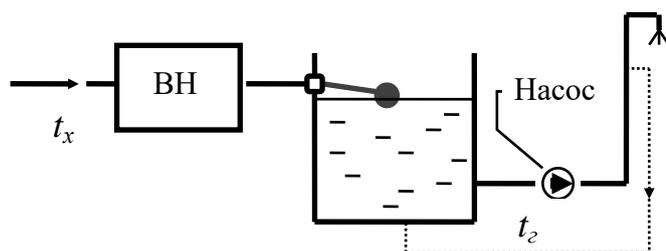


Рис. 2.10 Схема с нижним баком атмосферного типа

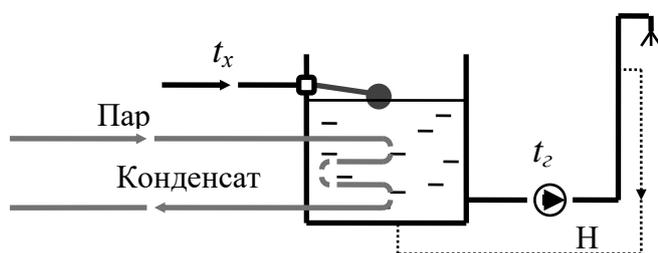


Рис.2.11 Схема с ёмкостным водонагревателем атмосферного типа, служащим одновременно баком-аккумулятором

В зданиях высотой более 4-х этажей рекомендуется водоразборные стояки (в количестве от 3 до 7) объединять кольцующей перемычкой (по верху, если разводка нижняя и по низу, если разводка верхняя) с присоединением этой перемычки к общему циркуляционному стояку (рис. 2.12). Перемычки рекомендуется прокладывать по чердаку, под потолком верхнего этажа (при нижней разводке), в подвале или подполье (при верхней разводке). Перемычки разрешается не делать в зданиях с этажностью не более 4-х, а также в случае, когда длина перемычки превышает суммарную длину циркуляционных стояков. Стояки, объединённые перемычкой, называются секцией.

Для удобства управления и регулировки систем группа водоразборных и циркуляционных стояков при нижней разводке может объединяться по низу перемычками с присоединением к разводящему трубопроводу в одной точке.

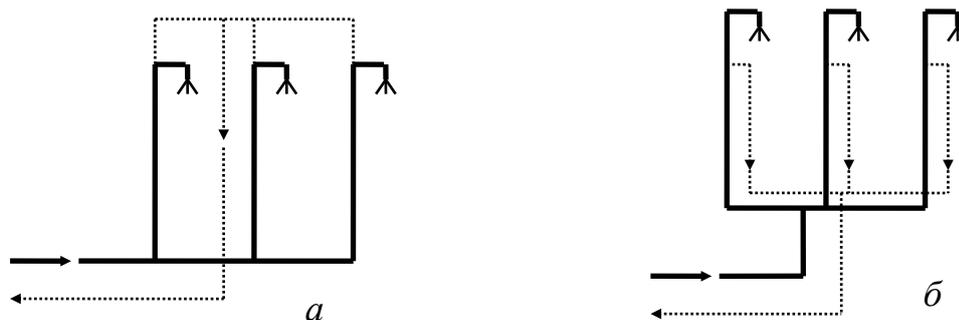


Рис.2.12. Варианты секционирования систем горячего водоснабжения:  
 а) только по циркуляционной линии; б) полное секционирование

Следует отметить, что вариант (а) позволяет экономить трубы, а полное секционирование по варианту (б) обычно приводит к их перерасходу.

#### 2.4. Автономные системы ГВ

При небольшом потреблении воды в дачных домах, жилых небольших домах старой застройки используют для ГВ водогрейные колонки (рис. 2.13).

В качестве топлива используют газ, дрова, уголь т.д.. для отвода продуктов сгорания устанавливают дымоотвод (5). Количество потребляемой воды и ее температура регулируется кранами (1, 2).

Очень часто ГВ совмещают с квартальным отоплением. При этом используют теплогенераторы (котлы) (рис. 2.14) с частичной или полной автоматизацией процессов горения топлива и водоиспользования.

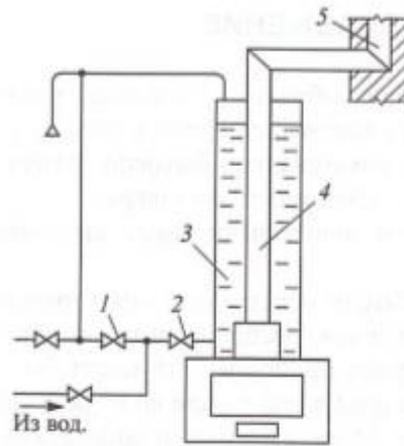


Рис. 2.13 Водогрейная колонка.

1, 2 - краны для регулирования подачи воды и ее температуры при разборе; 3 - ёмкость для воды; 4, 5 - отвод продуктов сгорания.

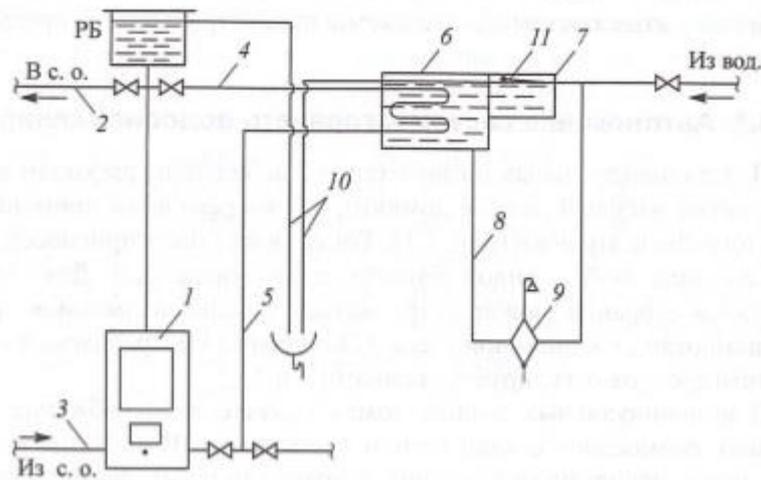


Рис. 2.14 Горячее водоснабжение, совмещенное с квартирным отоплением

Из котла (1) вода поступает в подающий трубопровод (2) системы отопления и трубопровод горячей воды (4) к змеевику подогревателя (6) горячего водоснабжения. Обратная вода по трубопроводу (3) поступает в котел из системы отопления, а из подогревателя – по трубопроводу (5) холодная вода из трубопровода подается в уравнильный бачок (7) уровень воды поддерживается паровым краном (11).

К смесителям ГВ (9) поступает нагретая вода по трубе (8) и холодная из водопровода. Система оборудуется расширительным баком (РБ) и переливными трубами (10).

Широкое применение получили газовые водонагреватели, которые устанавливаются для ГВ в малоэтажных жилых зданиях.

Электрические водонагреватели также находят широкое применение в жилых домах, гостиницах, больницах и т.д. Горячая вода прачечной, бани и т.п. может поступать от индивидуального водогрейного котла (рис. 2.15) горячая вода из котла поступает в водяной подогреватель (1), где подогревает водопроводную воду для горячего водоснабжения. Циркуляционным насосом (4) обратная вода из теплообменника и системы отопления подается в котел.

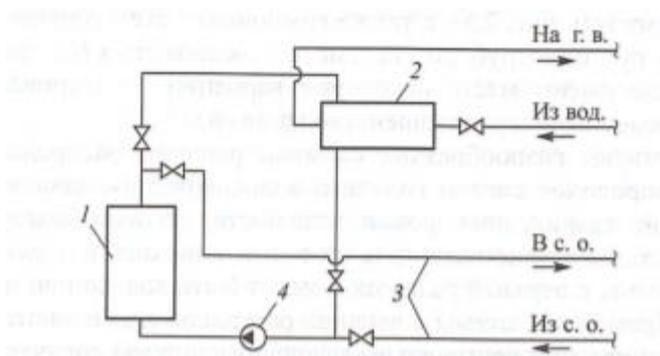


Рис. 2.15 Горячее водоснабжение от водогрейного котла

## 2.5. Централизованные системы ГВ

Важной отличительной особенностью централизованного горячего водоснабжения является непрерывное поступления горячей воды к водоразборным приборам. Центральные (ЦТП) или местные (МТП) системы ГВ осуществляют приготовление ГВ, из которых вода отправляется во внутренние домовые системы ГВ, состоящие из распределительных и сборных трубопроводов, водоразборных стояков и в некоторых системах циркуляционных стояков.

Конструкция здания, планировка, этажность, степень благоустройства определяют большое разнообразие схемных решений распределительных трубопроводов систем ГВ. Все схемы можно разделить на схемы с нижней и верхней разводкой. Схемы с верхней разводкой применяются в высотных зданиях при вертикальном делении системы ГВ на зоны, кроме того

обязательно наличие чердака. Из рисунка (2.16), приведенного для системы ГВ с нижней разводкой следует, что вода из водопровода нагревается в теплообменнике (1) водой из сети и поступает в распределительный трубопровод (2), расположенный в подвале. Далее в водоразборные стояки (3) оставшаяся вода через циркуляционные стояки (4) с полотенцесушителями (6) поступает в сборный циркуляционный трубопровод (5), затем к циркуляционному насосу. В положении I насос служит только для циркуляции, в положении II - для циркуляции и подкачки, то есть, когда давление в водопроводе ниже требуемого.

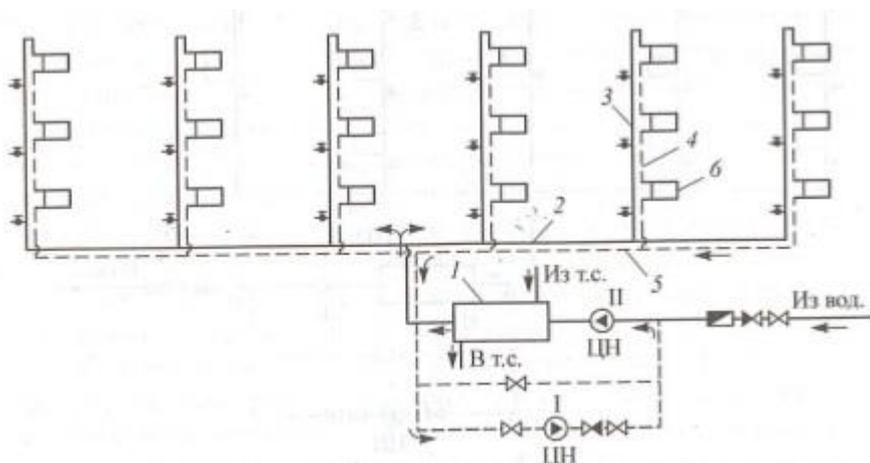


Рис. 2.16 Схема систем горячего водоснабжения с нижней разводкой

На рисунке (2.17) дана схема системы ГВ с верхней разводкой.

Горячая вода из теплообменника (1) поступает в главный стояк (8) и далее в распределительный трубопровод (2). Затем в водоразборные стояки (3) на водоразбор. Оставшаяся вода по циркуляционной части стояков (4) поступает в сборный циркуляционный трубопровод (5) и в тепловой пункт циркуляционного насоса.

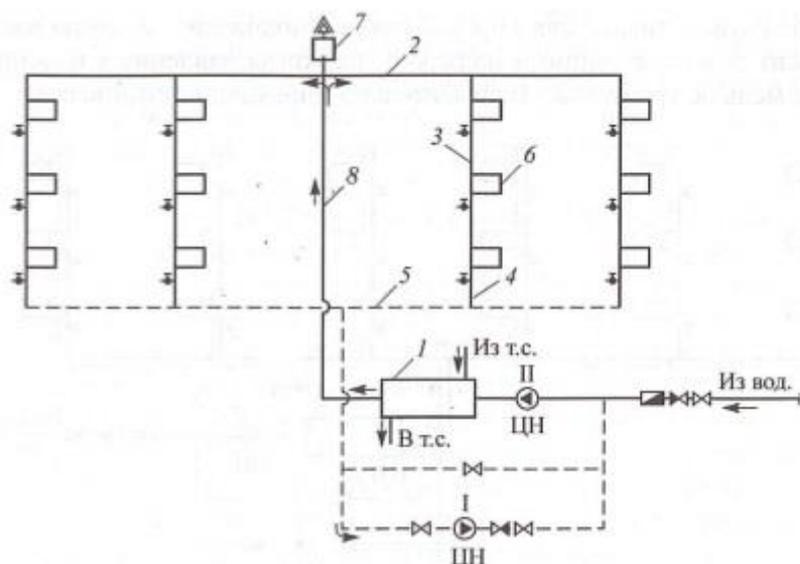


Рис. 2.17 Схема системы горячего водоснабжения с верхней разводкой

С целью не превышения допустимых пределов гидростатического давления в системе ГВ устраивают зонные системы по высоте здания, которые могут быть параллельными и последовательными. Каждая зона имеет свою водонагревательную и повысительную насосную установки.

Удаление воздуха из системы идет через воздухоотборник (7).

Для поддержания температуры горячей воды у водоразборных приборов потребителей осуществляется циркуляция воды.

Циркуляция осуществляется естественная и принудительная. Наиболее эффективна естественная циркуляция при верхней разводке, при этом необходима высокая степень теплоизоляции. Применяется естественная циркуляция при верхней разводке в системах протяженностью 50 м, при нижней разводке – в системах протяженностью 35 м.

Циркуляционные насосы необходимы для осуществления принудительной циркуляции и повышения давления в системе ГВ.

Систему горячего водоснабжения зданий до 16 этажей проектируют с нижней разводкой трубопроводов по подвалу. Места расположения водоразборных приборов принимают в соответствии с планом типовой секции.

В современных жилых зданиях, как правило, трубопроводы горячей воды в квартирах подводят к смесителям мойки, установленной на кухне, а также умывальника и ванны, установленных в ванной комнате. В настоящее время полотенцесушители подключают, как правило, к системе горячего водоснабжения здания, а конструктивно они являются составной частью водоразборных (подающих) стояков. Трубопроводы систем горячего водоснабжения следует проектировать из стальных оцинкованных труб.

В жилых и общественных зданиях высотой выше 4 этажей от 3 до 7 водоразборных стояков объединяются кольцевыми перемычками в секционные узлы с присоединением каждого секционного узла одним циркуляционным стояком к сборному циркуляционному трубопроводу системы. Кольцевые перемычки прокладываются по чердаку или под потолком верхнего этажа при подаче воды снизу или по подвалу при подаче воды сверху. Диаметры кольцевых перемычек принимаются не менее наибольшего диаметра водоразборного стояка.

В жилых зданиях, оборудованных стандартными санитарно-техническими кабинками, диаметры всех водоразборных стояков в секционном узле (здание в целом или секция здания) одинаковы.

В жилых зданиях водоразборные стояки обычно прокладывают в шахтах сантехкабин. Там же, на ответвлении в квартиру от водоразборного стояка, устанавливают отключающее устройство (чаще всего вентиль). Циркуляционный стояк также помещают в шахте сантехкабины. Для подающих и циркуляционных трубопроводов систем горячего водоснабжения, включая внутриквартирную разводку, а также стояки в зданиях (кроме подводок к водоразборным приборам и полотенцесушителей), следует предусмотреть тепловую изоляцию. Для обеспечения выпуска воздуха и спуска воды трубопроводы горячего водоснабжения прокладывают с уклоном не менее 0,002. Устройства для выпуска воздуха предусматривают в верхних точках

трубопроводов системы горячего водоснабжения. Выпуск воздуха возможен также через водоразборную арматуру, расположенную на верхних этажах. В нижних точках трубопроводов систем следует устанавливать спускные устройства. Спуск воды можно осуществлять также и из нижних водоразборных приборов, при этом дополнительных спускных устройств не требуется. В системе трубопроводов должна быть предусмотрена компенсация температурных удлинений.

Установить запорную арматуру на ответвлениях трубопроводов к секционным узлам водоразборных стояков и к отдельным зданиям; на ответвлениях трубопровода в каждую квартиру; у основания подающих и циркуляционных стояков в зданиях высотой 3 этажа и более.

## **2.6. Определение расходов воды и теплоты в системах горячего водоснабжения**

Нормативный метод расчёта расходов воды регламентируется в СП 30.13330-2016.

Секундный расход воды, отнесенный к одному прибору  $q_o$ , л/с, следует определять:

- 1) отдельным прибором;
- 2) различными приборами, обслуживающими одинаковых потребителей на участке тупиковой сети;
- 3) различными приборами, обслуживающих группы различных потребителей,  $q_o$ , л/с, определяется по выражению:

$$q_o = \frac{\sum N_i P_i q_{oi}}{\sum N_i P_i} \quad (1)$$

где  $N_i$  - число водоразборных приборов в группе потребителей;

$P_i$  - вероятность действия санитарно-технических приборов, определяемая для каждой группы потребителей.

$q_{oi}$  - секундный расход воды водоразборным прибором для каждой группы потребителей.

Если потребители в здании одинаковые, то вероятность действия приборов определяется без учёта изменения отношения числа потребителей  $U$  к числу приборов  $N$  по участкам системы по формуле:

$$P = \frac{q_{hr.u} U}{3600 N q_o^h} \quad (2)$$

где  $q_{hr,u}$  - норма расхода горячей воды потребителем в час наибольшего водопотребления.

При различных группах потребителей в здании:

$$P = \frac{\sum N_i P_i}{\sum N_i} \quad (3)$$

При отсутствии данных о количестве приборов разрешается принимать  $N=U$ . По зданиям, где отсутствуют данные о расходах воды и характеристики приборов принимают  $q_o^h = 0,2$  л/с.

Максимальный секундный расход на любом участке системы ГВ определяется как:

$$q^h = 5\alpha \cdot q_o^h \quad (4)$$

где  $\alpha = f(N \cdot P)$  - коэффициент.

Разрешается определять  $q^h$  по номограммам.

Часовой расход воды прибором  $q_{o,hr}^h$  при одинаковых потребителях в здании. При различных потребителях в здании - по формуле:

$$q_{o,hr}^h = \frac{\sum N_i P_{hr_i} q_{o,hr_i}^h}{\sum N_i P_{hr_i}} \quad (5)$$

Часовая вероятность одновременного действия приборов для системы в целом или группы потребителей составляет:

$$P_{hr} = \frac{3600 P q_o^h}{q_{o,hr}^h} \quad (6)$$

При отсутствии данных разрешается принимать  $q_{o,hr}^h = 200$  л/час.

Максимальный часовой расход воды на систему горячего водоснабжения в целом (на головном участке) составит:

$$q_{hr}^h = 0.005 q_{o,hr}^h \alpha_{hr}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (7)$$

где  $\alpha_{hr} = f(N \cdot P_{hr})$  - коэффициент.

Максимальный суточный расход воды на систему ГВС составляет:

$$q_d^h = \sum q_{u_i}^h U_i \cdot 10^{-3}, \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (8)$$

где  $q_{u_i}^h$  - норма расхода горячей воды одним потребителем, л/(сут•чел), для группы, состоящей из  $U_i$  потребителей.

Средний часовой расход воды за сутки (период) максимального водопотребления продолжительностью  $T$  часов составляет:

$$q_{\text{T}}^{\text{h}} = q_{\text{d}}^{\text{h}}/T \quad (9)$$

Расходы теплоты на систему ГВС (расчётные тепловые потоки) определяются по известным расходам воды следующим образом.

Средний за сутки максимального водопотребления:

$$Q_{\text{T}}^{\text{h}} = \frac{q_{\text{T}}^{\text{h}} \cdot \rho \cdot (55 - t^{\text{c}})}{3600} + Q^{\text{ht}}, \text{кВт} \quad (10)$$

где:  $55 \text{ }^{\circ}\text{C}$  - средняя температура горячей воды;

$t^{\text{c}}$  - средняя температура холодной водопроводной воды ( $5^{\circ}\text{C}$  зимой и  $15^{\circ}\text{C}$  - летом);

$Q^{\text{ht}}$  - потери теплоты трубопроводами системы ГВС.

Максимальный часовой расход теплоты:

$$Q_{\text{hr}}^{\text{h}} = \frac{q_{\text{hr}}^{\text{h}} \cdot \rho \cdot (55 - t^{\text{c}})}{3600} + Q^{\text{ht}} \quad (11)$$

Принимая теплоёмкость воды  $c_p = 4,1868 \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot\text{K})$ , а ее плотность  $\rho = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$ , получим:

$$Q_{\text{T}}^{\text{h}} = 1.16 q_{\text{T}}^{\text{h}} (55 - t^{\text{c}}) + Q^{\text{ht}} \quad (12)$$

$$Q_{\text{hr}}^{\text{h}} = 1.16 q_{\text{hr}}^{\text{h}} (55 - t^{\text{c}}) + Q^{\text{ht}} \quad (13)$$

## 2.7. Определение теплотерь в системах ГВС

При работе систем ГВС теплота неизбежно теряется через стенки трубопроводов, арматуру и элементы конструкции. При сколько-нибудь заметном водоразборе величина этих теплотерь не оказывает заметного влияния на температуру воды. Однако при отсутствии водоразбора теплотери приводят к быстрому остыванию воды в трубах, что требует компенсации теплотерь за счет циркуляции воды. Для определения необходимого циркуляционного расхода требуется оценить величину теплотерь.

На каждом участке теплотери составляют величину:

$$Q_i^{ht} = k \pi d_i l_i (1 - \eta_u) (t_{mi}^h - t_o), \text{ Вт} \quad (14)$$

где  $k = 12 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$  - коэффициент теплопередачи для неизолированного трубопровода;

$l_i$  - длина участка, м;

$d_{ni}$  - наружный диаметр трубопровода;

$\eta_u = 0,6-0,8$  - КПД (эффективность) тепловой изоляции (в горячем водоснабжении изолируются только магистрали в пределах подвальных и чердачных помещений). Величина  $l' = l(1 - \eta_u)$  обычно называется приведенной длиной участка;

$t_o$  - температура окружающей среды по отношению к трубопроводу (для стояков - температура воздуха в помещениях, для магистралей - в подвале или на чердаке);

$t_{mi}^h$  - средняя температура горячей воды на участке.

Температуру воды на участке можно определять, считая падение температуры по длине системы условно линейным, °С:

$$t_m^h = t_{\max}^h - \frac{\Delta t^h \sum l_m^{\odot}}{\sum l_i^{\odot}} \quad (15)$$

где  $t_{\max}^h$  - температура горячей воды в начале системы ГВС;

$\Delta t^h$  - падение температуры воды до наиболее удаленного прибора;

$\sum l_i^{\odot}$  - сумма приведенных длин всех участков, на которых определяются теплопотери;

$\sum l_m^{\odot}$  - то же до середины расчётного участка.

При наличии на стояках полотенцесушителей их теплопотери  $Q_{nc}$  разрешается принимать в соответствии с рис. 2.18.

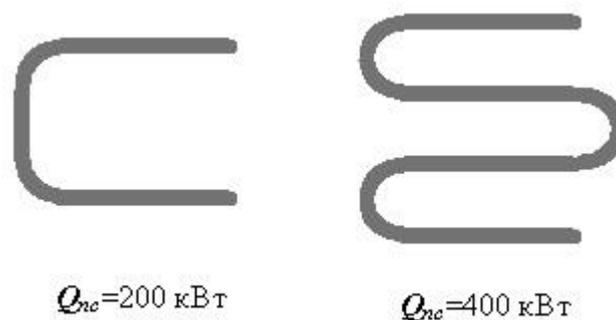


Рис. 2.18. Теплопотери полотенцесушителей на стояках ГВС

Таким образом суммарные теплопотери системы ГВС (при числе одинаковых стояков  $n$ ) составят:

$$Q^{ht} = \sum Q_i^{ht} + n Q_{-} + \sum Q_{i-} \quad (16)$$

## 2.8. Гидравлический расчёт подающих трубопроводов систем ГВС

### 2.8.1. Основные положения гидравлического расчёта

Задачей гидравлического расчёта является определение диаметров подающих трубопроводов и потерь напора. Расчётным расходом для

определения потерь напора на участке трубопровода является секундный расход с учётом остаточной циркуляции:

$$q^{h,cir} = q^h (1 + k_{cir}) \quad (17)$$

где  $k_{cir}$  - коэффициент остаточной циркуляции.

Эта величина определяется по в зависимости от соотношения секундного и циркуляционного расходов в системе ГВС:  $k_{cir} = f(q^h/q^{cir})$ .

Причем  $k_{cir}$  не равно нулю только на начальных участках системы (до первого водоразборного стояка) при  $q^h/q^{cir} > 2,0$ . Во всех остальных случаях  $k_{cir} = 0$ . Поскольку гидравлический расчёт выполняется до расчёта циркуляции, проектировщику приходится делать обоснованное предположение о величине соотношения  $q^h/q^{cir}$  (для жилых зданий обычно  $q^h/q^{cir} > 2,0$ ).

Потери напора в водоразборных стояках, объединённых кольцующей перемычкой в секционные узлы, определяются по расчётным расходам воды с коэффициентом 0,7.

При неодинаковым сопротивлением стояков, диаметр стояка определяется исходя из расчётного расхода и располагаемого напора у основания данного стояка. При одинаковом сопротивлении стояков их диаметры принимаются по диаметру последнего стояка.

В основе гидравлического расчёта в любой технической специальности лежат общие закономерности гидродинамики.

Потери напора на участках системы ГВС определяются по выражению:

$$H = i \cdot l (1 + k_l), \text{ мм}, \quad (18)$$

где  $i$  - удельные линейные потери напора, мм/м;

$l$  - длина участка;

$k_l$  - коэффициент, учитывающий потери напора в местных сопротивлениях.

Значение  $i$  принимается по справочным данным.

## **2.8.2. Располагаемый и требуемый напоры в системах ГВС в режиме водоразбора**

Располагаемым называется гарантированный на вводе напор, который может быть использован для подачи воды на нужды горячего водоснабжения. Требуемым называется напор, который необходим на преодоление всех гидравлических сопротивлений для подачи воды к наиболее удаленному и высоко расположенному прибору.

Так для закрытой системы горячего водоснабжения располагаемым является напор холодного водопровода в точке подключения к нему системы горячего водоснабжения. Требуемый напор в этом случае составляет:

$$H_{\text{треб}} = H_{\text{под}} + H_{\text{сч}} + H_{\text{вн}} + H_{\text{г}} + H_{\text{св}}, \quad (19)$$

где:  $H_{\text{под}}$  - потери напора в подающих трубопроводах в режиме водоразбора;

$H_{\text{сч}}$  - потери напора в счетчике воды (водомере);

$H_{\text{вн}}$  - потери напора в водонагревателе;

$H_{\text{г}}$  - разность геодезических отметок наиболее высоко расположенного прибора и точки подключения системы ГВ к холодному водопроводу;

$H_{\text{св}}$  - свободный напор на приборе ("на излив").

В открытой системе теплоснабжения, когда водоразбор осуществляется непосредственно из теплосети, располагаемым является напор в обратном трубопроводе тепловой сети в точке подключения системы ГВ. Тогда требуемый напор (в силу отсутствия водонагревателя):

$$H_{\text{треб}} = H_{\text{под}} + H_{\text{сч}} + H_{\text{Г}} + H_{\text{св}}. \quad (20)$$

При этом  $H_2$  исчисляется от указанной точки подключения к тепловой сети. В самотёчных системах ГВ, работающих под давлением воды в верхних баках-аккумуляторах, располагаемым напором является сама геодезическая разность отметок уровня воды в баке и наиболее высоко расположенного прибора. Требуемый напор в этом случае:

$$H_{\text{треб}} = H_{\text{под}} + H_{\text{св}}. \quad (21)$$

### 2.8.3. Подбор счётчика воды

Счётчик воды (техническое название - "водомер") служит для коммерческого учёта расхода воды на систему ГВ. Условный проход (типоразмер) счетчика подбирается по среднему часовому расходу воды на систему, который не должен превышать эксплуатационного расхода. Подобранный таким образом счетчик проверяется на возможность пропуска максимального секундного и максимального суточного расходов. При этом потери напора при пропуске максимального секундного расхода (в пересчете на  $\text{м}^3/\text{ч}$ ) не должны превышать 2,5 м для крыльчатых и 1,0 м для турбинных счетчиков. Потери напора в счетчике определяются, как:

$$H_{\text{сч}} = S \cdot (q^h)^2, \quad (22)$$

где  $S$  - гидравлическая характеристика счетчика,  $\text{м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2$ .

## 2.9. Циркуляция и ее расчёт в системах горячего водоснабжения

Как уже отмечено при классификации систем ГВ, циркуляция служит для предотвращения остывания воды в раздающих трубопроводах систем при отсутствии водоразбора (например, в ночное время в жилых зданиях). По уровню охвата систем циркуляцией различают:

- 1) системы без циркуляции;
- 2) системы с циркуляцией только в магистральных трубопроводах;
- 3) системы с циркуляцией как в распределительных магистралях, так и в стояках.

Циркуляцию разрешается не предусматривать, если температура воды в точках водоразбора при регламентированном по времени водоразборе не будет снижаться ниже минимально допускаемой.

Необходимый для компенсации суммарных теплотерь системы  $Q^{ht}$ , циркуляционный расход будет:

$$q^{cir} = \beta \sum_{i=1}^n \frac{Q_i^{ht}}{\Delta t^h c_p} \quad (23)$$

где  $\beta$  - коэффициент разрегулировки циркуляции;

$Q_i^{ht}$  - теплотери отдельных частей системы ГВ, кВт;

$\Delta t^h$  - падение температуры воды в системе;

$c_p$  - теплоёмкость воды, кДж/(кг•К).

Значения  $Q^{ht}$  и  $\beta$  в зависимости от схемы горячего водоснабжения следует принимать:

1) для систем, в которых не предусматривается циркуляция воды по водоразборным стоякам, величину  $Q^h$  следует определять по подающим и разводящим трубопроводам при  $\Delta t^h=10$  °С;  $\beta=1$ ;

2) для систем, в которых предусматривается циркуляция воды по водоразборным стоякам с переменным сопротивлением циркуляционных стояков, величину  $Q^{ht}$  следует определять по подающим разводящим трубопроводам и водопроводным стоякам при  $\Delta t^h=10$  °С;  $\beta=1$ ;

3) при одинаковом сопротивлении секционных узлов или стояков величину  $Q^h$  следует определять по водоразборным стоякам при  $\Delta t^h=8,5$  °С;  $\beta=1,3$ ;

4) для водоразборного стояка или секционного узла теплотери  $Q^{ht}$  следует определять по подающим трубопроводам, включая кольцевую перемычку, принимая  $\Delta t^h=8,5$  °С;  $\beta=1$ .

Определенный таким образом циркуляционный расход на головном участке системы распределяется по участкам пропорционально их теплотерям. Продемонстрировать принцип такого распределения можно на следующем условном примере.

Представим, что очередной узел № 6 (рис. 2.19) подлежит распределению циркуляционного расхода (распределение производится по направлению движения воды: от теплоцентра к наиболее удаленному стояку). Узел образован подключением к магистрали циркуляционного полукольца очередного стояка с условным № 3 (полукольцо-это сам стояк и его циркуляционная часть).

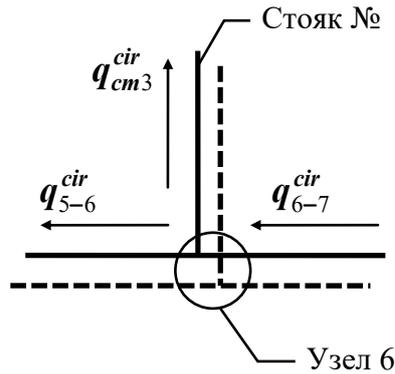


Рис. 2.19. Пример распределения циркуляционных потоков в системе ГВ

Если циркуляционный расход на участке 6-7, определенный при увязке предыдущего узла 7, составляет  $q_{6-7}^{cir}$ , то искомый расход, направляемый дальше по участку 5-6 составит:

$$q_{5-6}^{cir} = q_{6-7}^{cir} \frac{\sum Q_6^{ht}}{\sum Q_6^{ht} + Q_{-ЦЗ}^{ht}} \quad (24)$$

а циркуляционный расход, направляемый в стояк № 3:

$$q_{-ЦЗ}^{cir} = q_{6-7}^{cir} - q_{5-6}^{cir} \quad (25)$$

В этих формулах  $\sum Q_6^{ht}$  - сумма теплотерь системы в от наиболее удаленной точки до узла 6, а  $Q_{-ЦЗ}^{ht}$  - теплотери стояка. Для удобства использования такого метода сам расчёт теплотерь рекомендуется вести с последовательным учётом потерь каждого стояка в точке его подключения.

## 2.9.1. Гидравлический расчёт СГВ в режиме циркуляции

После распределения циркуляционных расходов по расчётным участкам выполняется гидравлическая увязка системы в режиме "чистой" циркуляции. Последовательность расчёта такова.

Предварительно назначаются диаметры циркуляционных трубопроводов (на 1-3 типоразмера) меньше соответствующего подающего трубопровода. Определение потерь напора по участкам ведётся по тем же формулам и номограммам, что и при гидравлическом расчёте подающих трубопроводов, но при циркуляционных расходах. Расчёт ведётся параллельно по подающим и циркуляционным трубопроводам с суммированием до очередного узла разветвления. Аналогично определяются потери напора в подключаемом к тому же узлу полукольце, образованном стояком, секционным узлом или ветвью системы.

Полученные потери напора в полукольцах, стыкующихся в данном узле, не должны отличаться более чем на 10%. Если это условие не выполняется, производится увязка узла в следующем порядке (каждый следующий метод применяется, если не даёт должного результата предыдущий).

Варьируются диаметры трубопроводов.

Устанавливается диафрагма на циркуляционном трубопроводе полукольца с меньшими потерями напора. Диаметр диафрагмы определяется по выражению:

$$d_{ГВ} = 120 \sqrt{\frac{q_m^h}{\Delta H}} \quad (26)$$

где  $q_m^h$  - расход воды в полукольце с меньшими потерями напора;

$\Delta H$  - разность потерь напора в полукольцах, которая и должна быть «погашена» в диафрагме, даПа.

Диафрагма не может быть менее 10 мм (из-за постепенного зарастания и возможности ее нерасчётной работы).

Изменяется циркуляционный расход, но не более чем на 30%. Изменение расхода необходимо учитывать на всех последующих (к теплоцентру) участках.

Устанавливается дополнительный кран для регулировки системы в процессе наладки. Кран устанавливается на циркуляционном трубопроводе в дополнение к обычному отключающему крану.

## **2.10. Подбор и схемы включения повысительных и циркуляционных насосов и диафрагм**

Распространённым случаем является недостаток располагаемого (минимального гарантированного) напора  $H_g$  в точке подключения по сравнению с определенным требуемым, необходимым для нормальной работы системы ГВ. Назначение повысительного насоса - восполнить недостаточный располагаемый напор до величины не меньше требуемого.

### **2.10.1. Закрытые системы теплоснабжения**

При нагреве воды на нужды СГВ ввод холодного водопроводы в здание обычно общий для систем холодного и горячего водоснабжения. Насос подбирается на суммарный расчётный расход на холодное и горячее водоснабжение:

$$q_{\text{треб}}^{\text{н}} = q^{\text{h}} + q^{\text{c}}, \quad (27)$$

где  $q^{\text{c}}$  - расчётный расход холодного водопровода.

Для нормальной работы СГВ устанавливается отдельный повысительный насос (рис.3.20-а). Он подбирается на расчётный расход горячего водоснабжения  $q^h$  и на оставшуюся величину недостатка напора:

$$H_{\text{п.в.т.}}^{z'(h)} = H_{\text{треб}}^h - H_g', \quad (28)$$

где  $H_g'$  - гарантированный напор после общего повысительного насоса.

Циркуляционный насос подбирается на циркуляционный расход воды  $q^{cir}$  и напору, требуемому для обеспечения циркуляции в системе:

$$H_{\text{п.в.т.}}^{z'} = \sum H^{cir} + H_{\text{сир}}^{\%'} \quad (29)$$

где  $\sum H^{cir}$  - сумма потерь напора в трубопроводах циркуляционного контура в режиме чистой циркуляции;

$H_{\text{сир}}^{\%}'$  - потери напора в водонагревателе, пересчитанные на циркуляционный расход.

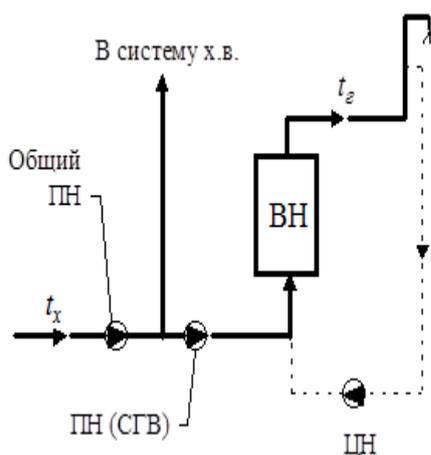


Рис. 2.20. Схема включения повысительных и циркуляционных насосов в закрытых системах теплоснабжения: а) с общей повысительной установкой и дополнительным цирк. насосом СГВ

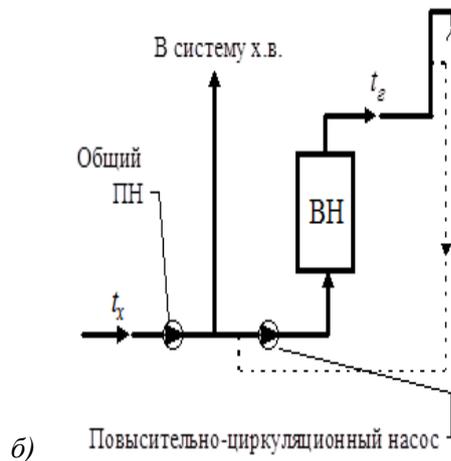


Рис. 2.20. Схема включения повысительных и циркуляционных насосов в закрытых системах теплоснабжения: б) с повысительно-циркуляционным насосом СГВ

Из рис. 2.20-а видно, что перемещение дополнительного повысительного насоса за точку присоединения циркуляционного трубопровода, т.е. в циркуляционное кольцо, дает возможность использовать повысительный насос одновременно и как циркуляционный. Такой насос (рис.3.20-б) называется повысительно-циркуляционным. Он подбирается на расчётный циркуляционный расход воды на головном участке  $q^{cir}$ .

### 2.10.2. Системы с непосредственным водоразбором

В системах с непосредственным водоразбором из теплосети на нужды горячего водоснабжения (открытые системы теплоснабжения) циркуляция организуется установкой двух диафрагм (суживающих устройств). Это так называются "зимняя" ( $d_з$ ) и "летняя" ( $d_л$ ) диафрагмы (рис. 2.21).

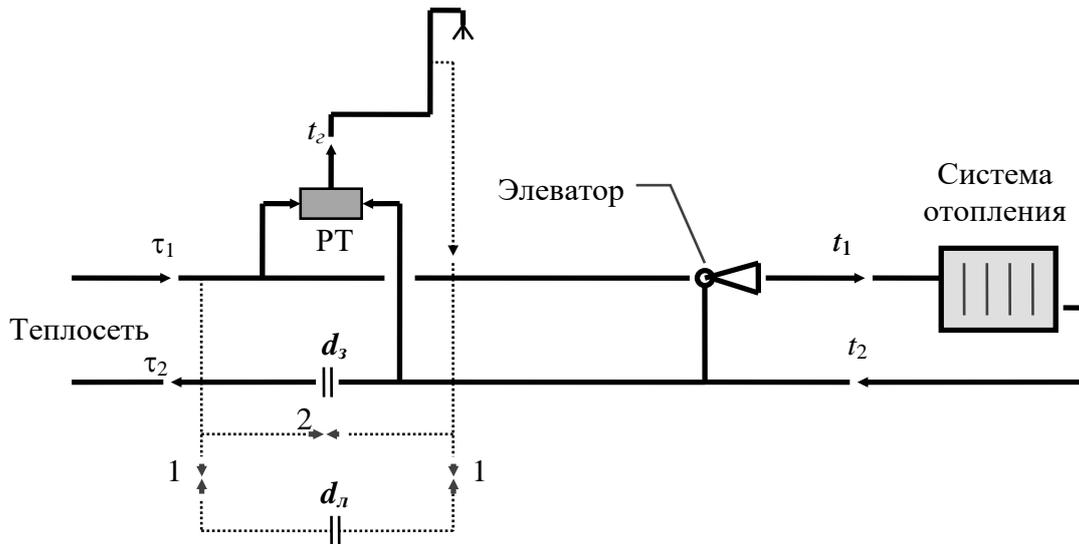


Рис. 2.21. Схема организации циркуляции в системе с непосредственным водоразбором

Зимой вентили 1 закрыты, а вентиль 2 открыт. При этом весь расход системы отопления проходит через зимнюю диафрагму. Диафрагма рассчитывается на расход системы отопления  $q^o$ , а срабатываемый в ней напор  $H_о$  равен требуемому напору для обеспечения циркуляции, то есть суммарным потерям напора в циркуляционном кольце:

$$H_д = \Delta H_{cir}. \quad (30)$$

Летом система отопления не действует, поэтому вентиль 2 закрыт, а вентили 1 - открыты. Через диафрагму проходит только циркуляционный расход  $q^{cir}$ , который и является расчётным. Срабатываться в диафрагме должен весь избыточный располагаемый напор тепловой сети, т.е.:

$$H_д = (H_{под} - H_{обр})_{т.с.} - \Delta H_{cir}. \quad (31)$$

Диаметр диафрагмы может быть определен по выражению:

$$d_{\Gamma B} = 20 \sqrt{\frac{q^{cir}}{0.316 \sqrt{H_{\Gamma B} + 350} \frac{q^{cir}}{d_{\%o}^5}}} \quad (32)$$

где  $d_{вн}$  - внутренний диаметр трубопровода, на котором устанавливается диафрагма.

В системах, разделенных на зоны по высоте, в верхних зонах разрешается предусматривать естественную циркуляцию. В системах с естественной циркуляцией располагаемый напор для организации циркуляции может быть определен по формулами Хлудова (рис. 2.22).

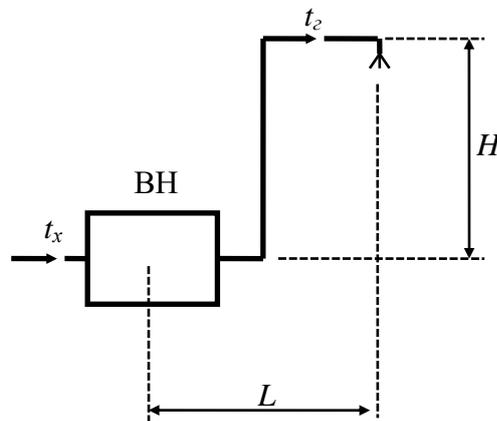


Рис. 2.22. К расчёту располагаемого напора при естественной циркуляции

При верхней разводке:

$$H_{cir}^{p \in \dots} \approx 0,4(h + 0,08L) (t_{max}^h - t_{min}^h) \quad (33)$$

При нижней разводке:

$$H_{cir}^{p \in \dots} \approx 0,25(h + 0,03L) (t_{max}^h - t_{min}^h) \quad (34)$$

## 2.11. Аккумуляторы в системах горячего водоснабжения

Назначение аккумуляторов – устранение или сглаживание эксплуатационного противоречия между неравномерным режимом потребления воды и предпочтительным для тепловой сети равномерным режимом подачи теплоты на ГВ.

Выше баки-аккумуляторы уже неоднократно упоминались в сложившейся классификации систем горячего водоснабжения. По месту расположения баки различают верхние и нижние, по конструкции – открытые и закрытые. В закрытых баках сохраняется напор водопровода, а в открытых он полностью теряется. Но открытый бак более безопасен, так как не является сосудом под давлением. Кроме того по режиму работы различают баки: с переменной температурой и постоянным объёмом ( $t^h \neq const; V = const$ ); и, соответственно, с постоянной температурой и переменным объёмом ( $t^h = const; V \neq const$ ). Кроме того, бак может быть только аккумулятором (рис. 2.23), а может одновременно служить ёмкостным водонагревателем (рис. 2.24).

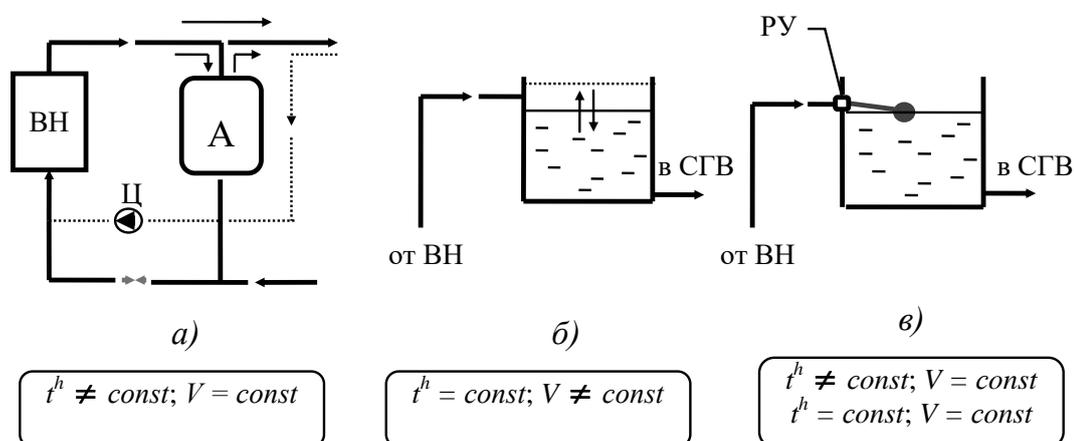


Рис. 2.23. Варианты организации режимов работы баков-аккумуляторов: а) нижнего закрытого; б) открытого без регулятора уровня; в) открытого с регулятором уровня

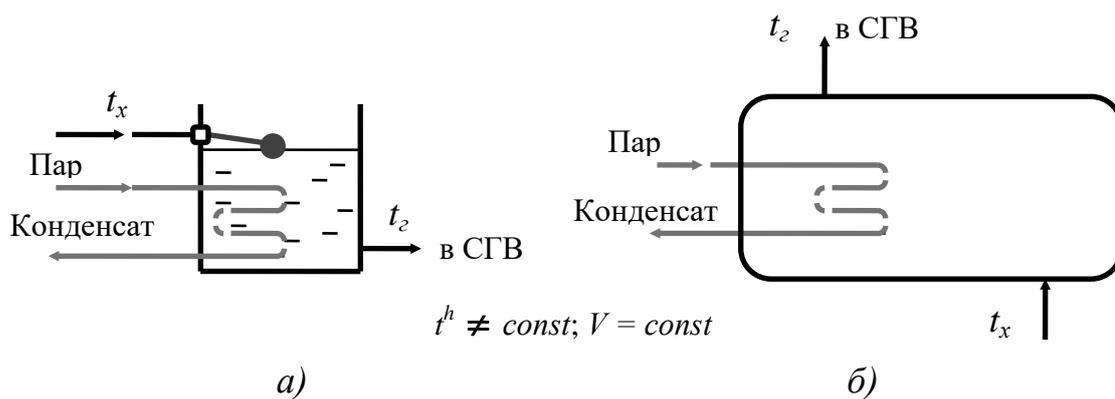


Рис.2.24. Ёмкостные водонагреватели, выполняющие одновременно роль баков-аккумуляторов:  
а) открытый; б) закрытый.

Некоторые из указанных режимов допускают трактовку. Так, в варианте рис. 2.23-в при шаровом клапане циркуляция не может быть организована и при отсутствии водоразбора вода в баке остывает ( $t^h \neq const$ ) в зависимости от качества тепловой изоляции бака. При автоматическом регуляторе уровня или уравнительном баке соблюдается условие  $t^h = const$ .

В открытом баке с верхней подачей холодной воды ее перемешивание достаточно интенсивное при любом режиме водоразбора. Поэтому для этого варианта всегда характерно  $t^h \neq const$ . В закрытом ёмкостном водонагревателе (в отечественном теплотехническом обиходе он нередко ошибочно называется "бойлером") при возрастающем или равномерном водоразборе каждый последующий слой воды контактирует с теплообменником менее продолжительное время и нагревается меньше. Поэтому перемешивание слоев незначительно и соблюдается условие  $t^h = const$ . Принцип выталкивания нагретой воды поступающей снизу холодной водой без их перемешивания используется в бытовых водонагревателях местного горячего водоснабжения (так называемых "колонках"). При незначительном или падающем водоразборе нижние слои холодной воды контактируют с теплообменником дольше и инициируют гравитационное перемешивание в объёме бака ( $t^h \neq const$ ).

### 2.11.1. Определение объёма баков-аккумуляторов

Требуемый объём бака-аккумулятора удобно определять по интегральному графику расхода воды. Он, в свою очередь, строится с использованием суточного графика, базирующегося на среднестатистических данных по расходу воды для данного типа потребителей. Суточный график представляет собой гистограмму (столбчатую диаграмму) и может строиться как в тепловых единицах, так и непосредственно в  $\text{м}^3$ .

Линия потребления показывает потребление теплоты или воды нарастающим итогом к текущему моменту времени. Характеристикой текущего расхода теплоты является  $\text{tg}$  угла наклона линии потребления к горизонтали.

Линия подачи показывает количество теплоты, подаваемой со средним часовым расходом, то есть равномерно (наиболее предпочтительно для источника теплоты и тепловой сети).

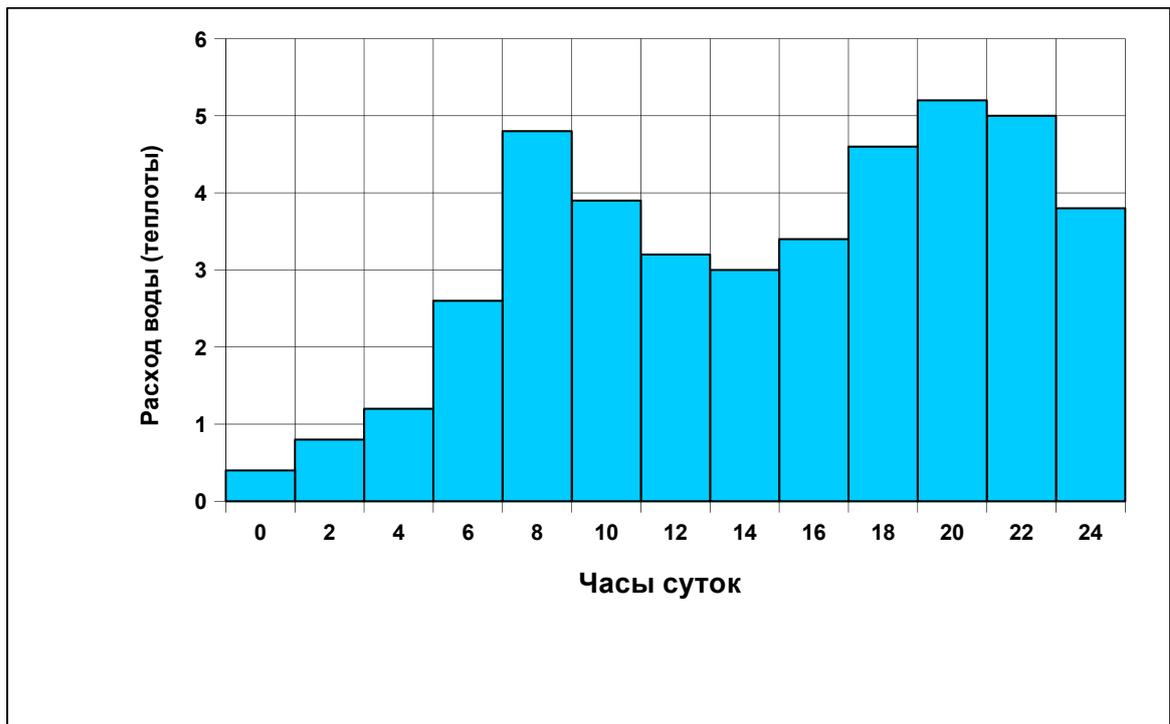
Линия подачи не может пересекать линию потребления, поскольку это означает недоподачу расчётного количества теплоты в данный момент. Если такое происходит по характеристикам потребителя, то линия подачи поднимается параллельно до касания наиболее высокой точки линии потребления. Очевидно, что разница между линией потребления и выше лежащей линией подачи представляет собой количество теплоты, накапливаемое к данному моменту в баке. Тогда  $A_{max}$  не что иное, как требуемая тепловая ёмкость бака-аккумулятора. Если график строится в единицах расхода воды, то интегральный график даёт непосредственно требуемый объём бака в  $\text{м}^3$ . Если линия потребления переносилась по указанным причинам, то имеющаяся на 24 часа разность  $A_{ост}$  - это остаток в баке-аккумуляторе, который будет расходоваться с начала новых суток.

По формуле:

$$V_{\epsilon\eta} = \phi G_{c-} = 3600 \phi \frac{TQ_T^h}{(55 - t^c)c_p\rho} = \phi \frac{TQ_T^h}{1.16(55 - t^c)} \quad (35)$$

где  $T$  - продолжительность расчётного периода (сутки, смена), ч;

$\phi$  - относительная величина аккумулирующего объёма, определяемая по формулам в зависимости от коэффициента часовой неравномерности потребления теплоты.



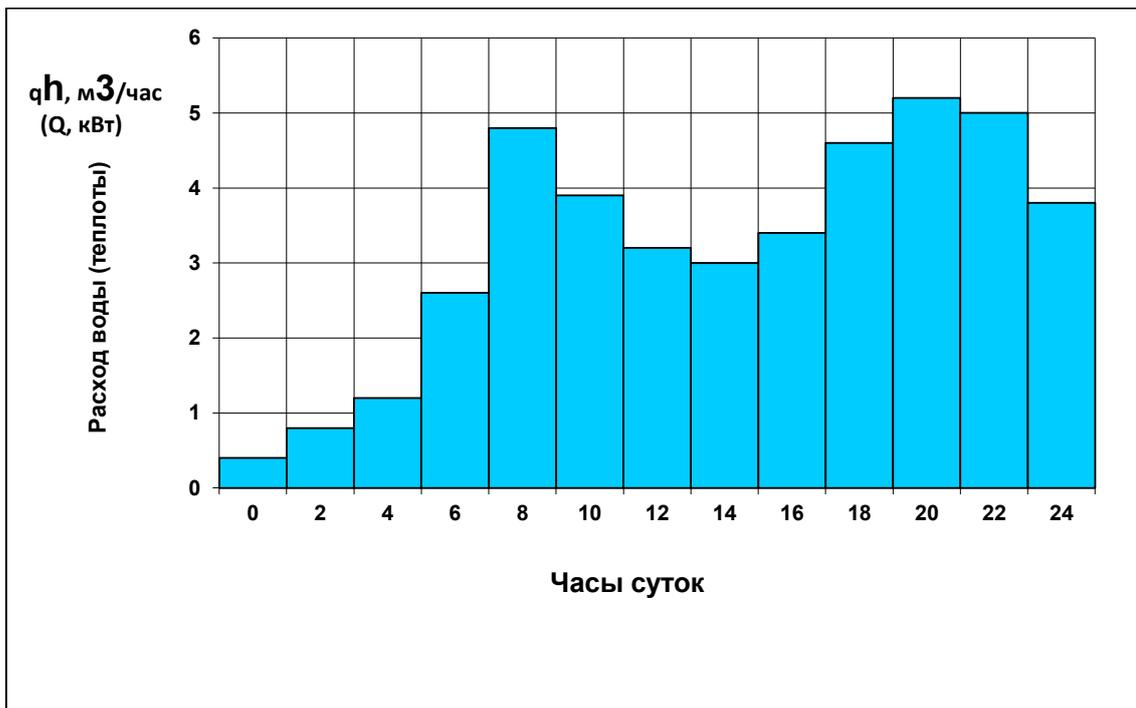


Рис. 2.25 Суточный график расхода теплоты (воды) на ГВ

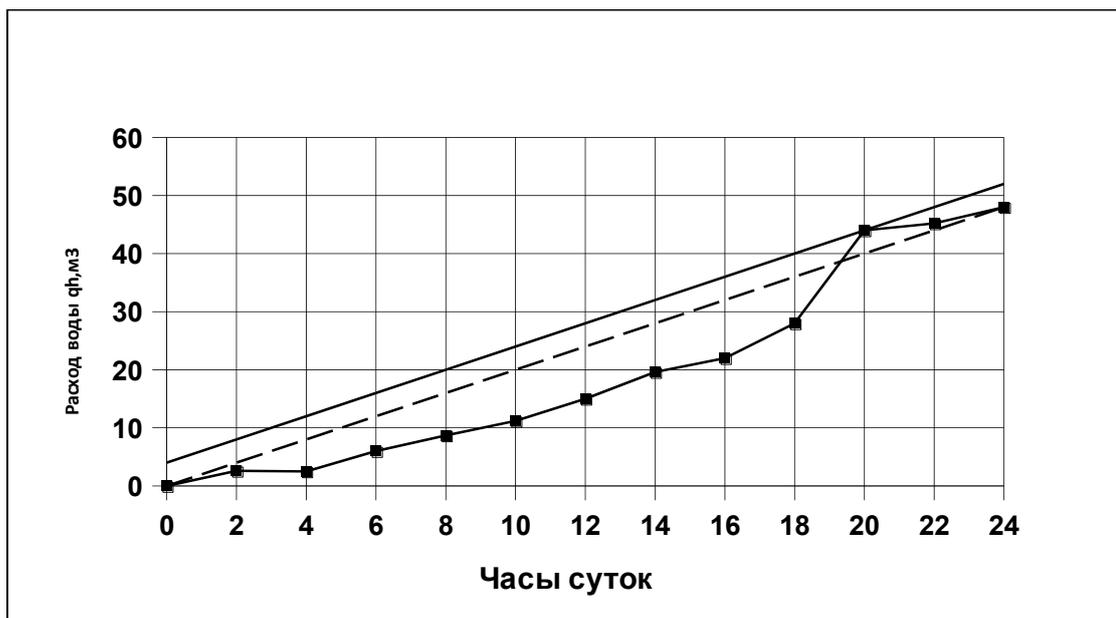


Рис. 2.26. Интегральный график расхода воды

### 2.11.2. Основные правила установки и обвязки баков

Логична и экономически оправдана установка баков-аккумуляторов в системах ГВ с кратковременным сосредоточенным расходом воды. Это, как

правило, системы бытового ГВ на промпредприятиях, где основная доля суточного расхода приходится на время окончания смен.

В системах с непосредственным водоразбором не рекомендуется устраивать баки открытого типа. Исключение составляют случаи, когда необходим большой запас воды (бани, душевые, прачечные).

Наиболее сложна обвязка открытого бака (рис. 2.27). Сам бак устанавливается над поддоном (для сбора возможных переливов). В общем случае открытый бак оборудуется следующими трубопроводами: подающим, расходным, переливным, циркуляционным, спускным (для промывки, ремонта), отводным из поддона.

При соответствующем обосновании подающий и расходный трубопроводы разрешается объединять с установкой на расходном обратного клапана.

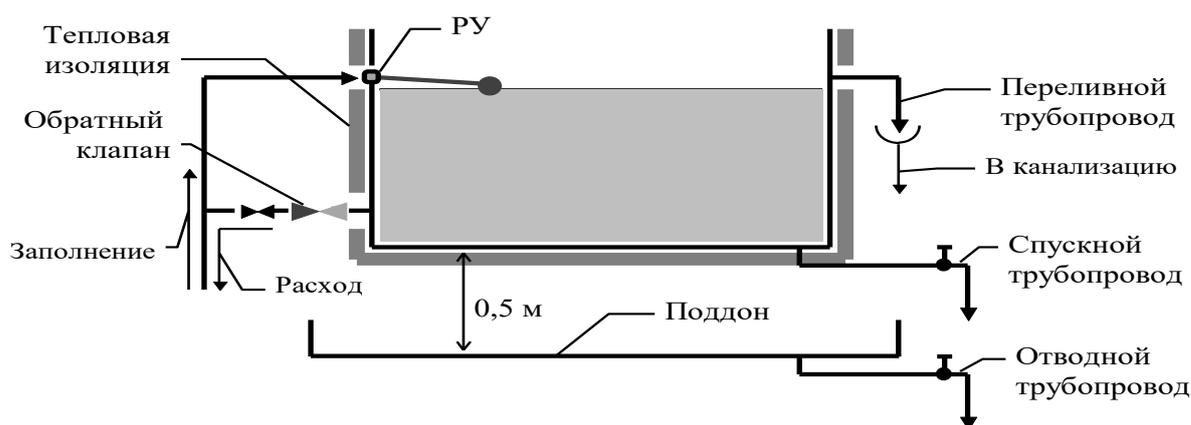


Рис. 2.27. Общие обвязки бака-аккумулятора атмосферного (открытого) типа

## 2.12. Схемы подключения систем горячего водоснабжения к водяным тепловым сетям

### 2.12.1. Закрытые системы теплоснабжения

В закрытых системах вода на нужды ГВ получается нагревом холодной водопроводной воды в водонагревателях за счет теплоты сетевой воды. Если в

многотрубной тепловой сети имеется отдельная пара трубопроводов для покрытия тепловой нагрузки ГВ, то схема подключения имеет вид (рис.2.28).

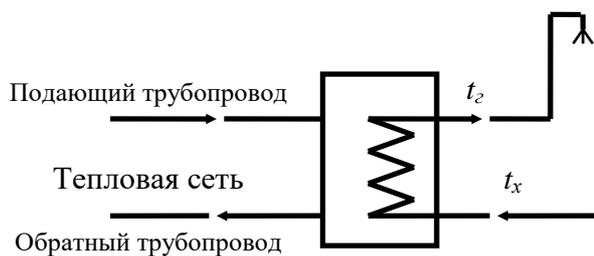


Рис. 2.28 Подключение систем ГВ к многотрубной тепловой сети при закрытой системе теплоснабжения

При подаче теплоты совместно на отопление, вентиляцию и ГВ различают три возможные схемы подключения ВП горячего водоснабжения:

- 1) параллельную;
- 2) двухступенчатую смешанную;
- 3) двухступенчатую последовательную.

Выбор схемы подключения определяется относительной нагрузкой горячего водоснабжения (по отношению к расчётной отопительной нагрузке). Если эта величина составляет:

$$0,2 \geq \frac{Q_{hr}^h}{Q_p} \geq 1,0 \quad (36)$$

то применяется параллельная схема (рис. 2.29), когда поток сетевой воды на нужды ГВ параллелен потоку воды на отопление.

Когда относительный расход тепла на ГВ укладывается в диапазон от 0,2 до 1, применяются двухступенчатые схемы. При смешанной схеме (рис. 2.30) холодная вода поступает сначала в водонагреватель первой ступени, подключенный последовательно после системы отопления. Затем догрев воды производится в водонагревателе второй ступени, подключенном параллельно.

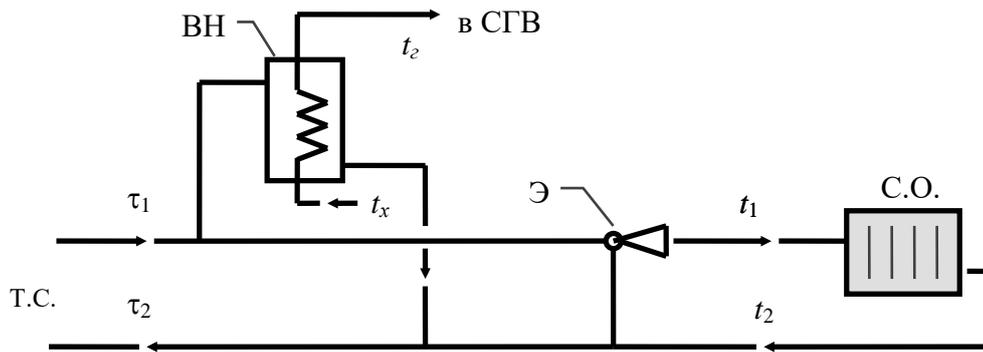


Рис. 2.29. Параллельная схема подключения водонагревателей ГВ к водяной тепловой сети при закрытой системе

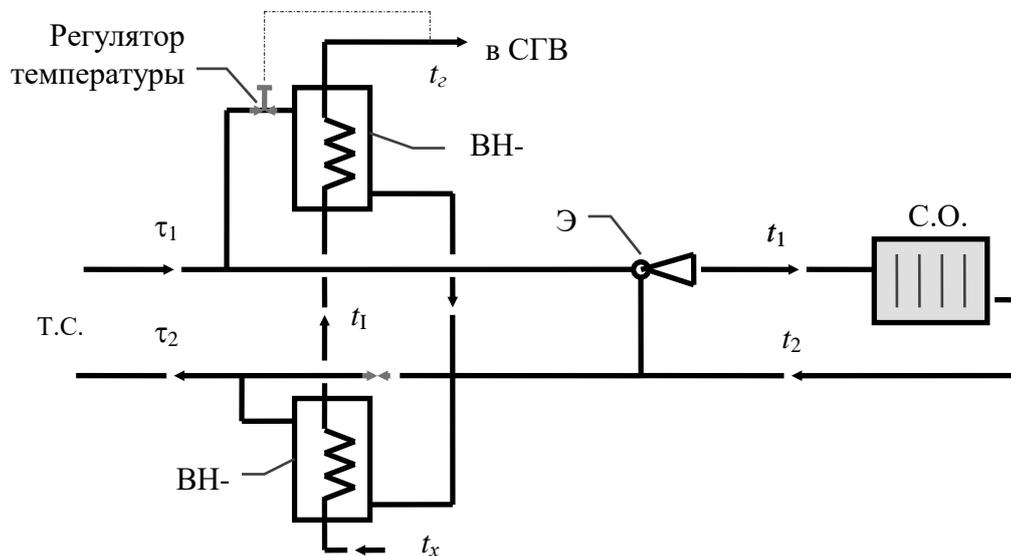


Рис. 2.30. Двухступенчатая смешанная схема подключения водонагревателей ГВ к водяной тепловой сети при закрытой системе теплоснабжения.

При последовательной схеме (рис. 2.31) обе ступени подключены последовательно. Особенность двухступенчатых схем - использование теплоты обратной воды из системы отопления, что значительно повышает экономичность теплоснабжения. Так при смешанной схеме в расчётный зимний период, когда обратная вода из системы отопления имеет температуру  $t_2^p = 70 \text{ C}$ , этого достаточно, чтобы обеспечить нагрев воды для ГВ только в ВН 1-ой ступени.

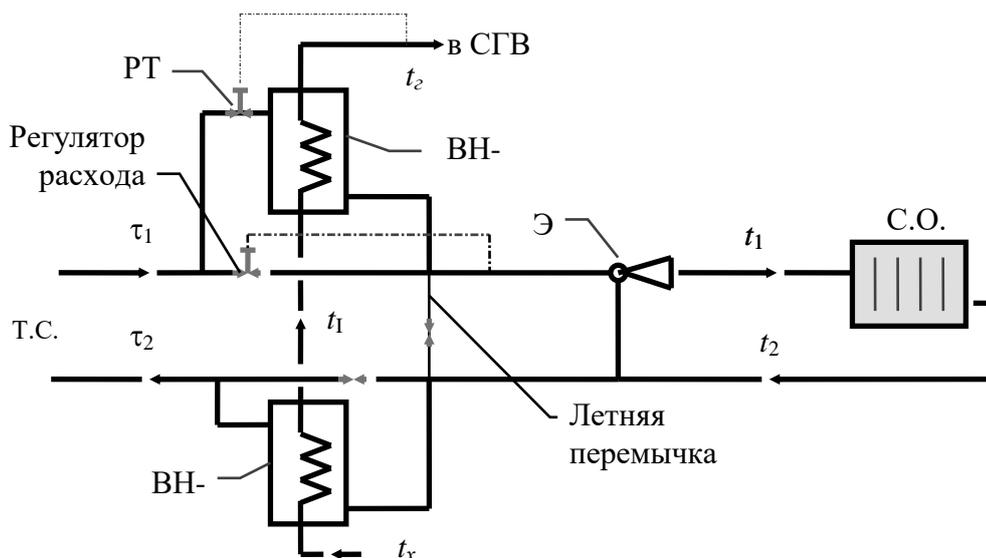


Рис. 2.31. Двухступенчатая последовательная схема подключения водонагревателей ГВ к водяной тепловой сети при закрытой системе теплоснабжения.

При последовательной схеме нагрузка ГВ обеспечивается вообще без дополнительного расхода воды в тепловой сети на эти цели. Тепловая нагрузка ГВ обеспечивается некоторым повышением температуры сетевой воды ( $\tau_1''$ ).

Подробно особенности покрытия нагрузки ГВ при различных схемах будут рассмотрены в разделе "Регулирование отпуска теплоты".

### 2.12.2. Открытые системы теплоснабжения

В открытой системе на водоразбор в систему ГВ поступает вода непосредственно из теплосети.

При наличии в многотрубной тепловой сети отдельной пары трубопроводов на нужды ГВ, присоединение системы ГВ выполняется непосредственным (рис. 2.32). Такая схема предусматривает центральное регулирование температуры горячей воды  $t_2$  на источнике теплоты.

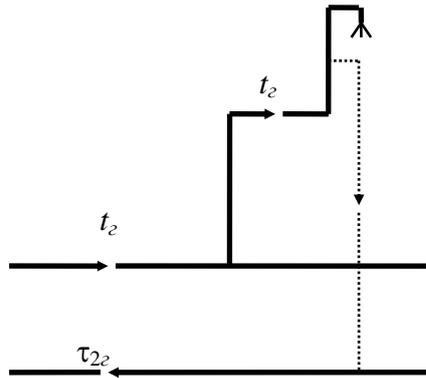


Рис. 2.32 Непосредственное подключение системы ГВ к водяной тепловой сети при открытой системе теплоснабжения

При смешанной тепловой нагрузке подключение системы ГВ осуществляется через смеситель, являющийся одновременно и регулятором температуры (рис. 2.33). Горячая вода получается смешением в необходимой пропорции прямой сетевой и обратной отопительной воды. Именно этой пропорцией и управляет регулятор, обеспечивая условие  $t_2 = const$ . Очевидно, что в наиболее холодный период года, когда  $t_2 \geq 60^\circ\text{C}$ , необходимая температура воды на водоразбор может быть обеспечена только за счет обратной воды из системы отопления.

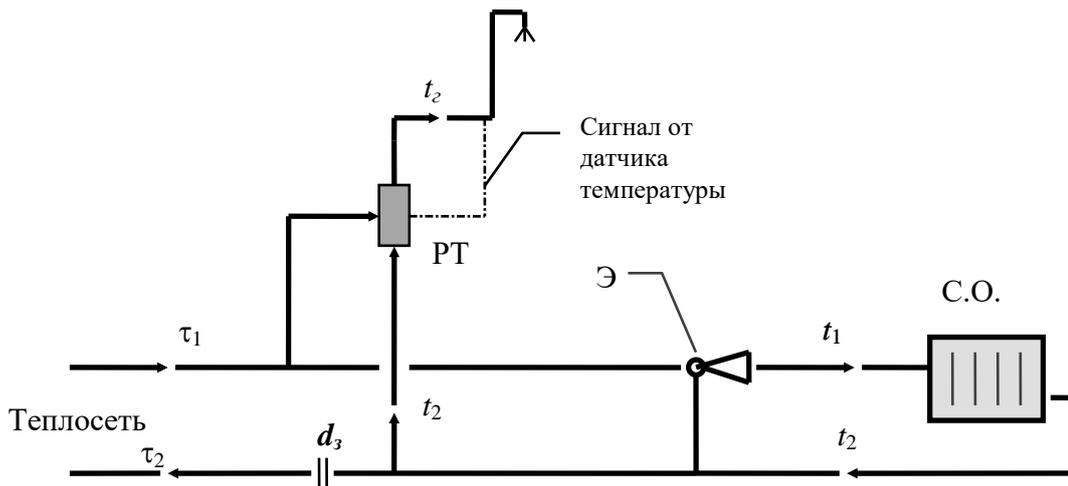


Рис. 2.33. Подключение СГВ к водяной тепловой сети при открытой системе теплоснабжения (циркуляция не показана)

## 2.13. Схемы подключения систем горячего водоснабжения к паровым тепловым сетям

Подключение системы ГВ к паровой тепловой сети обычно осуществляется через поверхностный пароводяной водонагреватель. Отличие от параллельной схемы подключения в водяной сети (см. рис. 2.29) заключается только в устройствах для сбора и возврата конденсата: конденсатоотводчик, бак для сбора конденсата и конденсатный насос (рис. 2.34).

Конденсатоотводчик представляет собой устройство, не пускающее прорыва неотработавшего пара в конденсатопровод.

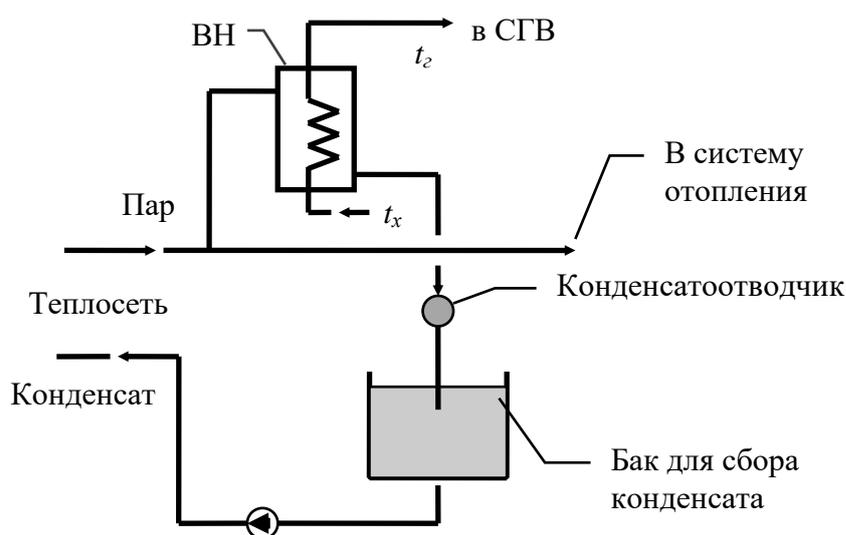


Рис.2.34. Подключение системы ГВ к паровой тепловой сети через поверхностный водонагреватель

Простейшей является поплавковая конструкция конденсатоотводчика с шаровым клапаном.

При давлении пара не более 0,03 МПа (0,3 кгс/см<sup>2</sup>) роль конденсатоотводчика может выполнять гидрозатвор. Бак для сбора конденсата - открытого типа, что делает необходимым наличие конденсатного насоса. Насос

может быть, как отдельным для системы ГВ, так и общим для всей системы теплоснабжения данного здания.

Возможна и условно «открытая» схема при подключении к паровой сети с использованием смесительного водонагревателя (рис. 2.35). Таким нагревателем является эжектор-смеситель, аналогичный водоструйному насосу систем отопления (элеватору). В нем используется как давление пара для создания необходимого напора в системе ГВ, так и его энергия в форме скрытой теплоты парообразования, идущая на нагрев холодной водопроводной воды. Приведенная на рисунке двухступенчатая схема позволяет рационально организовать работу системы в режимах водоразбора и циркуляции.

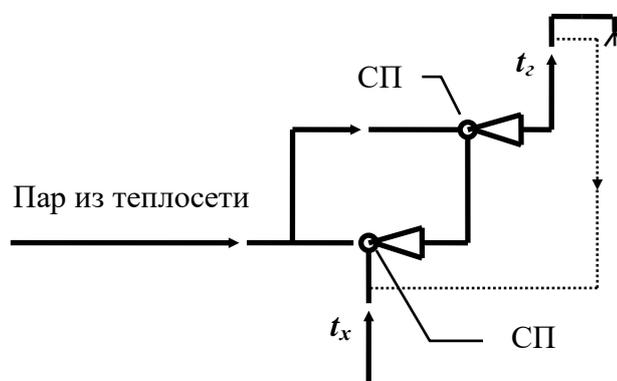


Рис. 2.35 Условно «открытая» схема подключения системы ГВ к паровой тепловой сети  
(СП - смесительные водонагреватели)

## 2.14. Трубопроводы и арматура ГВ. Санитарно-технические приборы

Системы ЦГВ следует предусматривать как правило с нижней разводкой. Верхняя разводка возможна не достаточном обосновании, например, при совместной прокладке с трубопроводами системы отопления.

Трубопроводы систем ГВ прокладываются с уклоном не менее 2% (2 мм на погонный метр) для опорожнения системы в случае необходимости. Конфигурация трубопроводов должна предусматривать компенсацию их температурного удлинения. В местах прохода через стены и перекрытия трубы

заключается в стальные гильзы с заделкой зазора между трубой и гильзой уплотнительными материалами.

Все трубопроводы должны иметь свободный доступ и необходимые монтажные просветы для осмотра и ремонта.

Трубопроводы ГВ обязательно теплоизолируются. Тепловая изоляция предусматривается для падающих и циркуляционных трубопроводов, включая стояки, кроме подводок к водоразборным приборам, которая существует в виде водоразборных кранов и смесителей, и конструкций для скрытой и открытой подводке воды.

Разрешается не изолировать стояки в отапливаемых помещениях. В помещениях с улучшенной отделкой допускается скрытая прокладка труб (подводка к водоразборным приборам за облицовкой стен или в полу).

Для систем ГВ применяются стальные оцинкованные или полимерные трубы. При диаметрах более 150 мм и в системах с непосредственным водоразбором допускается применение не оцинкованных труб. Соединение трубопроводов - сварное, резьбовое и фланцевое (с фланцевой арматурой).

В ванных и душевых комнатах предусматриваются постоянно действующие полотенцесушители. Полотенцесушители могут быть совмещены с циркуляционными трубопроводами. В системах с непосредственным водоразбором полотенцесушители могут подключаться к постоянно действующим системам отопления этих помещений.

Арматуру в системах ГВ разделяют на водоразборную и трубопроводную. К трубопроводной арматуре относят: задвижки, вентили регулирующие и предохранительные клапаны, направляющую арматуру. Изготавливают ее из стали серого и ковкого чугуна, бронзы и термостойких пластмасс на рабочее давление 1 МПа. Водоразборная арматура выполняется для разнообразных конструкций. Туалетные краны и смесители для умывальников и ванн изготавливают из цветных металлов. Краны и смесители для кухонных раковин

из цветных металлов. Смесители для ванн имеют душевую сетку. Ванны и душевые комнаты оборудуют керамическими умывальниками.

В верхних точках системы предусматривается воздуховыпускная арматура, а в нижних - устройства для опорожнения системы. В качестве воздуховыпускных устройств разрешается использовать водоразборную арматуру верхних этажей.

Запорная и регулирующая арматура предусматривается общего типа. Арматура диаметром до 50 мм включительно должна быть латунной, бронзовой или из термостойких пластмасс. Диафрагмы должны быть полимерными, латунными или из нержавеющей стали.

В местах водоразбора устанавливаются смесители с отдельной подводкой холодной и горячей воды. Смесители не устанавливаются в случае использования горячей воды без подмешивания холодной.

Запорная арматура устанавливается:

- 1) В квартальных или промышленных системах ГВ - на ответвлениях к каждому зданию;
- 2) На ответвлениях к секционным узлам.
- 3) В основании водоразборных и циркуляционных стояков в зданиях от трех этажей и более;
- 4) На ответвлении в каждую квартиру или помещение с водоразборными приборами;
- 5) На входе и выходе из водонагревателя;

Обратные клапаны устанавливаются:

- 1) На подводе горячей воды к смесителям групповых душей.
- 2) В закрытых системах - на подводе холодной воды к водонагревателю и на подключении циркуляционного трубопровода к водонагревателю.

3) В открытых системах - на ответвлении от обратного трубопровода тепловой сети к смесителю (регулятору температуры) и на подключении циркуляционного трубопровода к обратному трубопроводу тепловой сети.

Счетчики расхода воды (водомеры) устанавливаются:

1) В закрытых системах - на трубопроводе, подводящем холодную воду к водонагревателю.

2) В открытых системах - на общем подающем трубопроводе после регулятора температуры и на циркуляционном трубопроводе перед его подключением к обратному трубопроводу теплосети. При наличии счетчиков воды на подающем и обратном трубопроводах тепловой сети счетчик воды в открытой системе ГВ может не ставиться.

3) Во всех случаях, когда в общей системе ГВ производится отдельный учет и оплата за потребление горячей воды. Счетчик ставится на головном участке каждого такого элемента системы.

## **2.15. Требование к качеству воды.**

### **2.15.1. Показатели коррозионной активности горячей воды**

Коррозионная активность горячей воды составляет основное отличие в условиях эксплуатации систем ГВ от систем холодного водоснабжения. Рассмотрим основные показатели этой активности.

Индекс насыщения воды  $\text{CaCO}_3$  («индекс Ланжелье»). Индекс определяется как:

$$J = pH - pH_s, \quad (37)$$

где  $pH$  - водородный показатель воды;

$pH_s$  - водородный показатель воды при ее равновесном насыщении  $\text{CaCO}_3$ .

Если индекс насыщения положительный, это означает коррозионную пассивность воды, поскольку на поверхности трубопроводов будет образовываться карбонатная пленка. Если  $J < 0$ , то защитная пленка не образуется.

*Концентрация растворенного в воде кислорода (мг/кг).* Чем больше в воде кислорода, тем выше ее коррозионная активность. Значительно возрастает активность воды в присутствии углекислоты.

*Суммарная концентрация хлоридов и сульфатов в воде (мг/кг).* Хотя сами хлориды и сульфаты в коррозии участвуют слабо, они препятствуют образованию защитной карбонатной пленки. Это влияние не проявляет себя до суммарной концентрации 50 (мг/кг).

## **2.15.2. Требования к температуре горячей воды**

Можно естественным образом выделить следующие две основные разновидности потребления горячей воды: бытовое и коммунально-бытовое (умывание, банное мытье, питье, мытье посуды и приготовление пищи, уборка помещений, стирка, бассейны) и производственное самого различного назначения (технологические процессы, мойка машин и аппаратов и т.п.).

На водоразбор к потребителям должна поступать вода питьевого качества. В отдельных случаях требуется кипяченая вода (вокзалы). В точке водоразбора к температуре горячей воды предъявляются следующие требования:

- 1) В системах централизованного горячего водоснабжения (ЦГВ) с непосредственным водоразбором из тепловой сети - не ниже 60 °С;
- 2) В системах ЦГВ с нагревом водопроводной воды в водонагревателях - не ниже 50 °С;
- 3) В местных системах ГВ - не ниже 60 °С;
- 4) Температура воды, подаваемой к смесителям умывальников и душей общеобразовательных школ, дошкольных учреждений, детдомов,

учреждений соцобеспечения и некоторых лечебно-профилактических учреждений предусматривается не выше 37 °С;

5) В любом случае температура воды не должна превышать 75 °С. Если по технологическим требованиям (предприятия общественного питания и другие учреждения) требуется вода более высокой температуры, необходимо предусматривать местные системы или догрев воды из систем ЦГВ.

### 2.15.3. Требования к качеству горячей воды

Вода, используемая для горячего водоснабжения должна соответствовать требованиям, предъявляемым к питьевой воде. Поэтому в систему ГВ должна поступать вода только из питьевого водопровода. Приготовление воды питьевого качества на источнике теплоты или на объектах потребления запрещается.

Кроме того, для предотвращения коррозии и зарастания трубопроводов отложениями солей вода, подаваемая в системы ЦГВ должна отвечать следующим требованиям:

- 1) концентрация растворенного кислорода  $\leq 0,1$  мг/кг;
- 2) содержание взвешенных веществ  $\leq 5$  мг/кг;
- 3) карбонатная жесткость (временная)  $\leq 1,5$  мг-экв/кг;
- 4) водородный показатель 8,3-8,5;
- 5) содержание железа  $\leq 0,3$  мг/кг;
- 6) окисляемость воды  $\leq 6$  мг(О<sub>2</sub>)/кг(Н<sub>2</sub>О);
- 7) свободная углекислота должна отсутствовать.

Для контроля температуры и давления теплоносителей устанавливают термометры на трубопроводах сетевой и горячей воды до и после водонагревателей, и на циркуляционном трубопроводе.

Манометры устанавливают на трубопроводах сетевой воды до и после водонагревателя или смесителя, на падающем трубопроводе горячей воды до и после циркуляционного насоса.

В открытых системах вода, отбираемая на ГВ из теплосети, полностью подготовлена на источнике теплоты и дополнительной обработки не требует. Водопроводная вода, используемая для ГВ в закрытых системах, в зависимости от ее исходного качества должна подвергаться противокоррозионной и

противонакипной обработке. Разрешается не обрабатывать водопроводную воду только в системах ГВ, охватывающих одно здание.

*Противокоррозионная обработка* производится в виде деаэрации (дегазации), обескислороживания или обработки ингибиторами коррозии.

*Деаэрация* - выделение из воды растворенных газов путем доведения до температуры кипения. По давлению в рабочем объеме различают деаэраторы повышенного давления (до 6 кгс/см<sup>2</sup>), атмосферного типа и вакуумные. В системах ЦГВ применяются деаэраторы двух последних типов.

В атмосферные деаэраторы подаются вода с температурой на 2-3 °С ниже температуры насыщения при рабочем давлении. Доведение воды до кипения производится путем прямого смешения с паром в головке деаэратора. Выделяемые газы удаляются вместе с выпаром.

В вакуумном деаэраторе вода имеет температуру около 70 °С. В результате вакуумирования вскипание воды и деаэрация происходят при этой температуре. Деаэрацию разрешается не производить при суммарном расходе воды на ГВ до 50 т/ч.

*Обескислороживание* ставит целью удаление из воды только O<sub>2</sub>. Для этого используются вещества, легко связывающие кислород в воде. Возможно электрохимическое и химическое (реагентное) обескислороживание но последнее в системах ГВ не применяется.

1. *Электрохимическое обескислороживание в аппаратах с железоалюминиевыми электродами.* Анодами являются перфорированные алюминиевые пластины, а катодами - железные пластины. На электродах поддерживается постоянное напряжение 8-12 В. На анодах протекает электрохимический процесс окисления алюминия, связывающий кислород. Последовательное соединение аппаратов позволяет получить высокую степень обескислороживания. Эксплуатация заключается в поддержании требуемых электрических параметров и удалении образующегося Al(OH)<sub>3</sub>. Недостаток метода - расход дорогого алюминия (1,12 мг Al на 1 мг O<sub>2</sub>).

2. *Электрохимическое обескислороживание в сталестружечных фильтрах.* Вода при температуре 50-60 °С пропускается через засыпку стальных или чугунных стружек. Поверхность стружек должна быть чистой. С этой целью их предварительно промывают раствором NaOH, а при сильном загрязнении - слабыми растворами HCl или H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> с последующей промывкой горячей водой. На поверхности стружек протекает электрохимическое окисление железа, что выражается в связывании 1 мг кислорода за счет 2,4 мг Fe. Срабатывание стружек допускается до 50%, поэтому загружаются фильтры из расчёта 5 мг стружек на 1 мг кислорода. Недостаток метода - загрязнение воды окислами железа. После сталестружечных фильтров обязательно устанавливаются фильтры-осветлители.

*Обработка воды ингибиторами коррозии.* Наиболее распространено использование в качестве ингибиторов трисиликата натрия Na<sub>2</sub>O•3SiO<sub>2</sub> (техническое жидкое стекло) или магномассы CaMg(CO<sub>3</sub>)<sub>2</sub> (доломит; двойная углекислая соль кальция и магния). Эти реагенты связывают углекислоту, повышая тем самым показатель *pH* воды и снижая ее агрессивность по отношению к металлу. Кроме того, на внутренней поверхности трубопроводов образуется защитная пленка - соответственно силикатная или карбонатная.

*Противонакипная обработка воды* в системах ЦГВ используется преимущественно магнитная. Вода пропускается через аппарат, создающий магнитное поле с напряженностью 95-120 кА/м. Скорость воды ≈1 м/с, время обработки - 2-3 с. Магнитное поле может создаваться как постоянными магнитами, так и электромагнитами.

Хотя сама жесткость воды при магнитной обработке не уменьшается, проявление этой жесткости коренным образом изменяется. Нагревание воды перестает сопровождаться выпадением солей на стенках трубопроводов. Более того, ранее образовавшиеся отложения постепенно разрушаются. Магнитные свойства постепенно ослабевают. Однако системы ГВ характерны именно постоянным расходом воды и контуры релаксации в них не требуются.

## **2.16. Схемы и оборудование тепловых пунктов**

### **2.16.1. Разновидности схем тепловых пунктов закрытых систем теплоснабжения**

При проектировании тепловых пунктов (ИТП, ЦТП) жилых зданий современной индустриальной застройки необходимо обеспечить тепловые нагрузки проектируемых внутренних систем отопления и горячего водоснабжения.

Тепловые пункты можно классифицировать по следующим признакам:

1. По размещению:
  - 1.1. отдельностоящие тепловые пункты;
  - 1.2. пристроенные тепловые пункты;
  - 1.3. встроенные тепловые пункты.
  
2. По количеству обслуживаемых потребителей:
  - 2.1. индивидуальные тепловые пункты;
  - 2.2. центральные тепловые пункты.

Проектирование тепловых пунктов определяется местными условиями в тепловых сетях. Перед началом проектирования теплового пункта необходимо получить технические условия на подключение у местной снабжающей организации. В технических условиях (ТУ) указывается режим работы тепловых сетей и требования, которые необходимо выполнить для присоединения. Чтобы получить ТУ, необходимо написать письмо с запросом на выделение мощности и подтвердить расчётом заявленную мощность. Гидравлические режимы в тепловых сетях неодинаковы в различных точках,

так же неоднозначны и местные условия присоединяемых потребителей. Все эти условия увязываются между собой в проектировании тепловых пунктов.

В основном проектирование тепловых пунктов производится по следующим стандартным общеизвестным схемам (СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов»):

Одноступенчатая система присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения с автоматическим регулированием расхода теплоты на отопление и зависимым присоединением систем отопления при проектировании центральных и индивидуальных тепловых пунктов (схема 1).

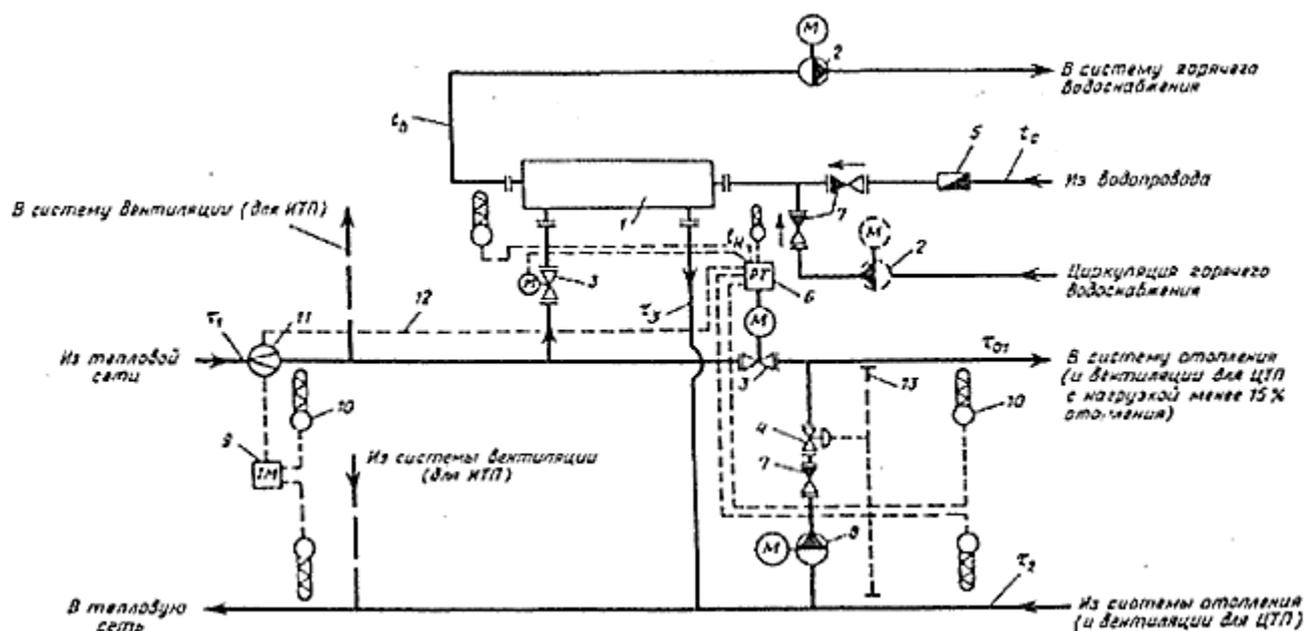


Рис. 2.36. Схема 1. Одноступенчатая система присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения с автоматическим регулированием расхода теплоты на отопление и зависимым присоединением систем отопления при проектировании центральных и индивидуальных тепловых пунктов.

1 - водоподогреватель горячего водоснабжения; 2 - повысительно-циркуляционный насос горячего водоснабжения (пунктиром - циркуляционный насос); 3 - регулирующий клапан с электроприводом; 4 - регулятор перепада давлений (прямого действия); 5 - водомер для холодной воды; 6 - регулятор подачи теплоты на отопление, горячее водоснабжение и ограничения максимального расхода сетевой воды на ввод; 7 - обратный клапан; 8 - корректирующий подмешивающий насос; 9 - теплосчетчик; 10 - датчик температуры; 11 - датчик расхода воды; 12 - сигнал ограничений максимального расхода воды из тепловой сети на ввод; 13 - датчик давления воды в трубопроводе.

Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения для жилых и общественных зданий и жилых микрорайонов с зависимым присоединением систем отопления при проектировании центральных и индивидуальных тепловых пунктов (схема 2).

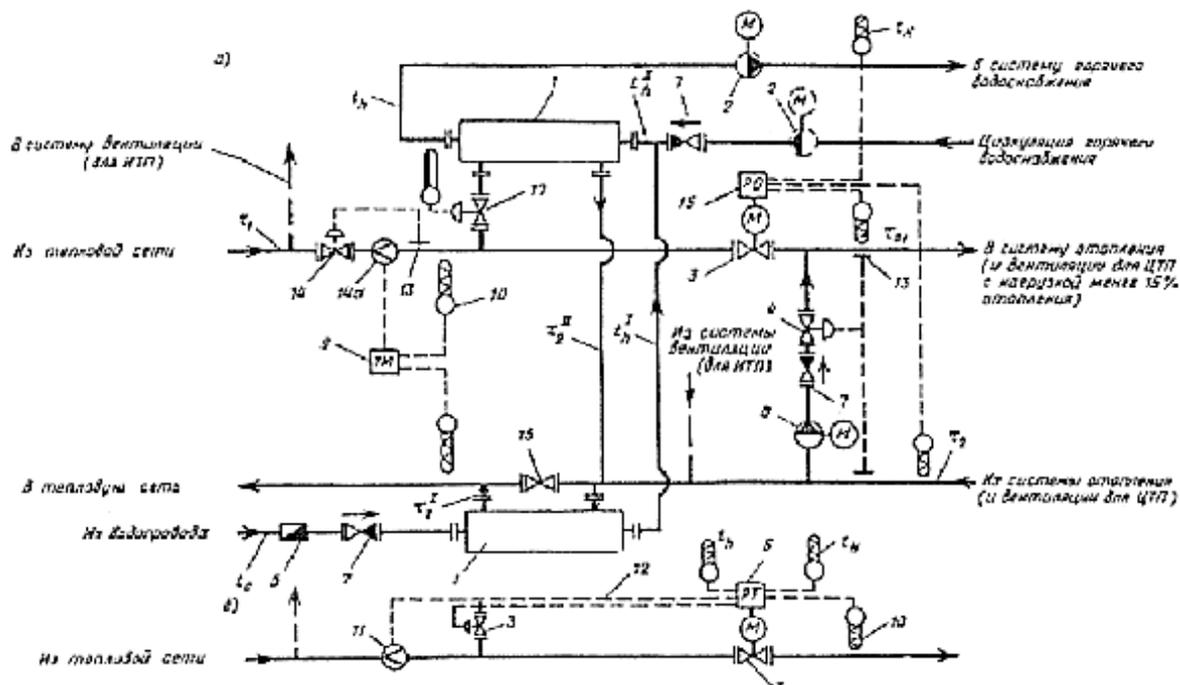


Рис. 2.37. Схема 2. Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения для жилых и общественных зданий и жилых микрорайонов с зависимым присоединением систем отопления при проектировании центральных и индивидуальных тепловых пунктов.

- а - схема с самостоятельным регулятором ограничения расхода сетевой воды на ввод;
- б - фрагмент схемы с совмещением функций регулирования расхода теплоты на отопление, горячее водоснабжение и ограничения расхода сетевой воды в одном регуляторе. 1 - водоподогреватель горячего водоснабжения; 2 - повысительно-циркуляционный насос горячего водоснабжения (пунктиром - циркуляционный насос); 3 - регулирующий клапан с электроприводом;
- 4 - регулятор перепада давлений (прямого действия); 5 - водомер для холодной воды;
- 6 - регулятор подачи теплоты на отопление, горячее водоснабжение и ограничения максимального расхода сетевой воды на ввод; 7 - обратный клапан; 8 - корректирующий подмешивающий насос; 9 - теплосчётчик; 10 - датчик температуры; 11 - датчик расхода воды;
- 12 - сигнал ограничений максимального расхода воды из тепловой сети на ввод; 13 - датчик давления воды в трубопроводе; 14 - регулятор ограничений максимального расхода воды на ввод (прямого действия); 14а - датчик расхода воды в виде сужающего устройства (камерная диафрагма); 15 - регулятор подачи теплоты на отопление; 16 - задвижка, нормально закрытая; 17 - регулятор подачи теплоты на горячее водоснабжение (прямого действия).

Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения для промышленных зданий и промплощадок с зависимым присоединением систем отопления при проектировании центральных тепловых пунктов (схема 3).

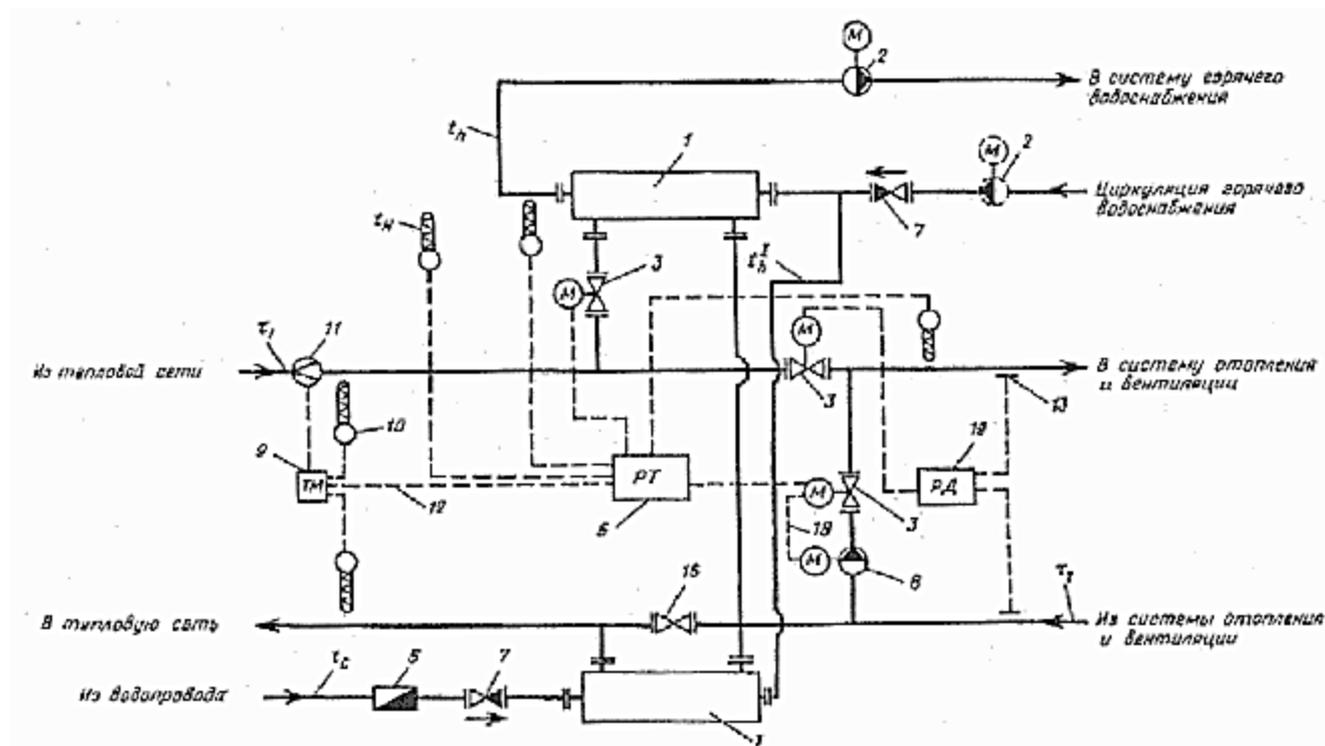


Рис. 2.38. Схема 3. Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения для промышленных зданий и промплощадок с зависимым присоединением систем отопления при проектировании центральных тепловых пунктов: 1 - водоподогреватель горячего водоснабжения; 2 - повысительно-циркуляционный насос горячего водоснабжения (пунктиром - циркуляционный насос); 3 - регулирующий клапан с электроприводом; 4 - регулятор перепада давлений (прямого действия); 5 - водомер для холодной воды; 6 - регулятор подачи теплоты на отопление, горячее водоснабжение и ограничения максимального расхода сетевой воды на ввод; 7 - обратный клапан; 8 - корректирующий подмешивающий насос; 9 - теплосчётчик; 10 - датчик температуры; 11 - датчик расхода воды; 12 - сигнал ограничений максимального расхода воды из тепловой сети на ввод; 13 - датчик давления воды в трубопроводе;

14 - регулятор ограничений максимального расхода воды на ввод (прямого действия);

14a - датчик расхода воды в виде сужающего устройства (камерная диафрагма);

15 - регулятор подачи теплоты на отопление; 16 - задвижка, нормально закрытая;

17 - регулятор подачи теплоты на горячее водоснабжение (прямого действия); 18 - сигнал

включения насоса при закрытии клапана К-2; 19 - регулятор перепада давлений (электронный).

Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения для жилых и общественных зданий и жилых микрорайонов с независимым присоединением систем отопления при проектировании центральных и индивидуальных тепловых пунктов (схема 4).

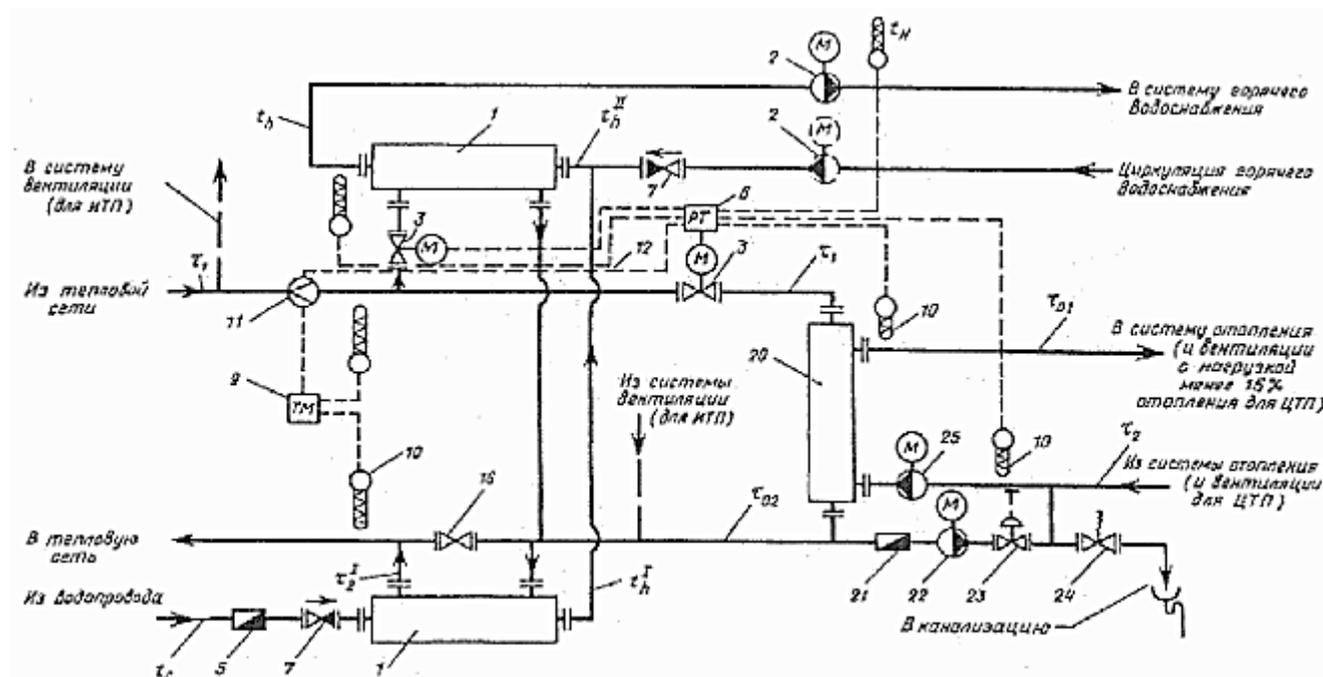


Рис. 2.39. Схема 4. Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения для жилых и общественных зданий и жилых микрорайонов с независимым присоединением систем отопления при проектировании центральных и индивидуальных тепловых пунктов: 1 - водоподогреватель горячего водоснабжения; 2 - повысительно-циркуляционный насос горячего водоснабжения (пунктиром - циркуляционный насос); 3 - регулирующий клапан с электроприводом; 4 - регулятор перепада давлений (прямого действия); 5 - водомер для холодной воды; 6 - регулятор подачи теплоты на отопление, горячее водоснабжение и ограничения максимального расхода сетевой воды на ввод; 7 - обратный клапан; 8 - корректирующий подмешивающий насос; 9 - теплосчётчик; 10 - датчик температуры; 11 - датчик расхода воды; 12 - сигнал ограничений максимального расхода воды из тепловой сети на ввод; 13 - датчик давления воды в трубопроводе; 14 - регулятор ограничений максимального расхода воды на ввод (прямого действия); 14a - датчик расхода воды в виде сужающего устройства (камерная диафрагма); 15 - регулятор подачи теплоты на отопление; 16 - задвижка, нормально закрытая; 17 - регулятор подачи теплоты на горячее водоснабжение (прямого действия); 18 - сигнал включения насоса при закрытии клапана К-2; 19 - регулятор перепада давлений (электронный); 20 - водоподогреватель отопления; 21 - водомер горячеводный; 22 - подпиточный насос отопления; 23 - регулятор подпитки; 24 - предохранительный клапан; 25 - циркуляционный насос отопления.

Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения при проектировании индивидуальных тепловых пунктов с водоструйным элеватором и автоматическим регулированием расхода теплоты на отопление (пример учёта теплоты по водомерам) (схема 5).

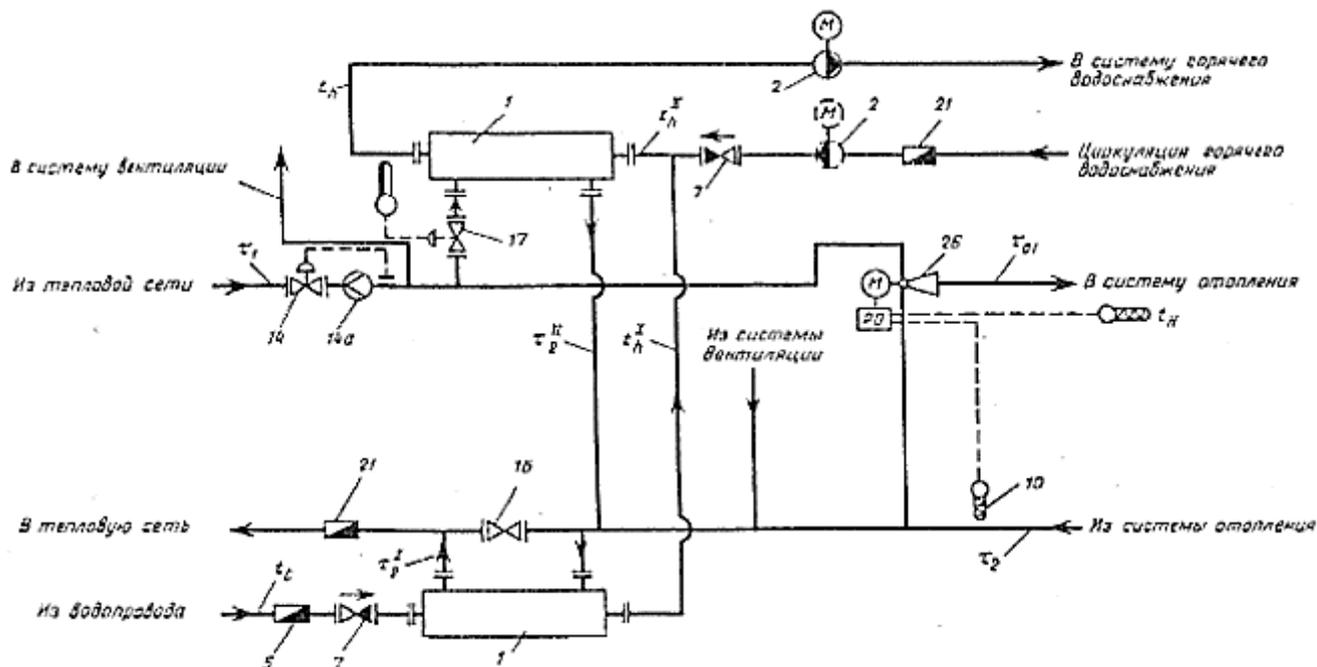


Рис. 2.40. Схема 5. Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения при проектировании индивидуальных тепловых пунктов с водоструйным элеватором и автоматическим регулированием расхода теплоты на отопление (пример учёта теплоты по водомерам): 1 - водоподогреватель горячего водоснабжения; 2 - повысительно-циркуляционный насос горячего водоснабжения (пунктиром - циркуляционный насос); 3 - регулирующий клапан с электроприводом; 4 - регулятор перепада давлений (прямого действия); 5 - водомер для холодной воды; 6 - регулятор подачи теплоты на отопление, горячее водоснабжение и ограничения максимального расхода сетевой воды на ввод; 7 - обратный клапан; 8 - корректирующий подмешивающий насос; 9 - теплосчётчик; 10 - датчик температуры; 11 - датчик расхода воды; 12 - сигнал ограничений максимального расхода воды из тепловой сети на ввод; 13 - датчик давления воды в трубопроводе; 14 - регулятор ограничений максимального расхода воды на ввод (прямого действия); 14а - датчик расхода воды в виде сужающего устройства (камерная диафрагма); 15 - регулятор подачи теплоты на отопление; 16 - задвижка, нормально закрытая; 17 - регулятор подачи теплоты на горячее водоснабжение (прямого действия); 18 - сигнал включения насоса при закрытии клапана К-2; 19 - регулятор перепада давлений (электронный); 20 - водоподогреватель отопления; 21 - водомер горячеводный; 22 - подпиточный насос отопления; 23 - регулятор подпитки; 24 - предохранительный клапан; 25 - циркуляционный насос отопления; 26 - водоструйный элеватор.

Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения при проектировании индивидуальных тепловых пунктов с зависимым присоединением систем отопления и пофасадным автоматическим регулированием расхода теплоты на отопление (схема 6).

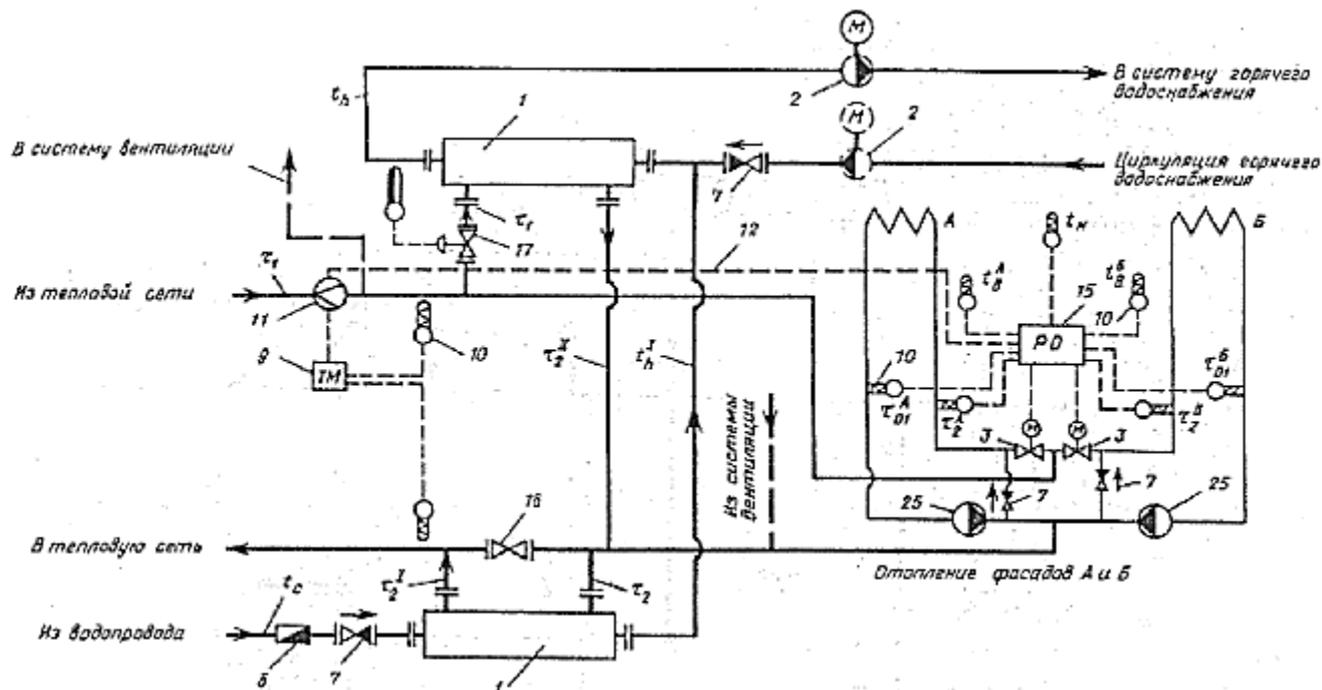


Рис. 2.41. Схема 6. Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения при проектировании индивидуальных тепловых пунктов с зависимым присоединением систем отопления и пофасадным автоматическим регулированием расхода теплоты на отопление.

1 - водоподогреватель горячего водоснабжения; 2 - повысительно-циркуляционный насос горячего водоснабжения (пунктиром - циркуляционный насос); 3 - регулирующий клапан с электроприводом; 4 - регулятор перепада давлений (прямого действия); 5 - водомер для холодной воды; 6 - регулятор подачи теплоты на отопление, горячее водоснабжение и ограничения максимального расхода сетевой воды на ввод; 7 - обратный клапан; 8 - корректирующий подмешивающий насос; 9 - теплосчетчик; 10 - датчик температуры; 11 - датчик расхода воды; 12 - сигнал ограничений максимального расхода воды из тепловой сети на ввод; 13 - датчик давления воды в трубопроводе; 14 - регулятор ограничений максимального расхода воды на ввод (прямого действия); 14а - датчик расхода воды в виде сужающего устройства (камерная диафрагма); 15 - регулятор подачи теплоты на отопление; 16 - задвижка, нормально закрытая; 17 - регулятор подачи теплоты на горячее водоснабжение (прямого действия); 18 - сигнал включения насоса при закрытии клапана К-2; 19 - регулятор перепада давлений (электронный); 20 - водоподогреватель отопления; 21 - водомер горячеводный; 22 - подпиточный насос отопления; 23 - регулятор подпитки; 24 - предохранительный клапан; 25 - циркуляционный насос отопления.

Одноступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения с зависимым присоединением систем отопления при отсутствии регуляторов расхода теплоты на отопление при проектировании центральных и индивидуальных тепловых пунктов (схема 7).

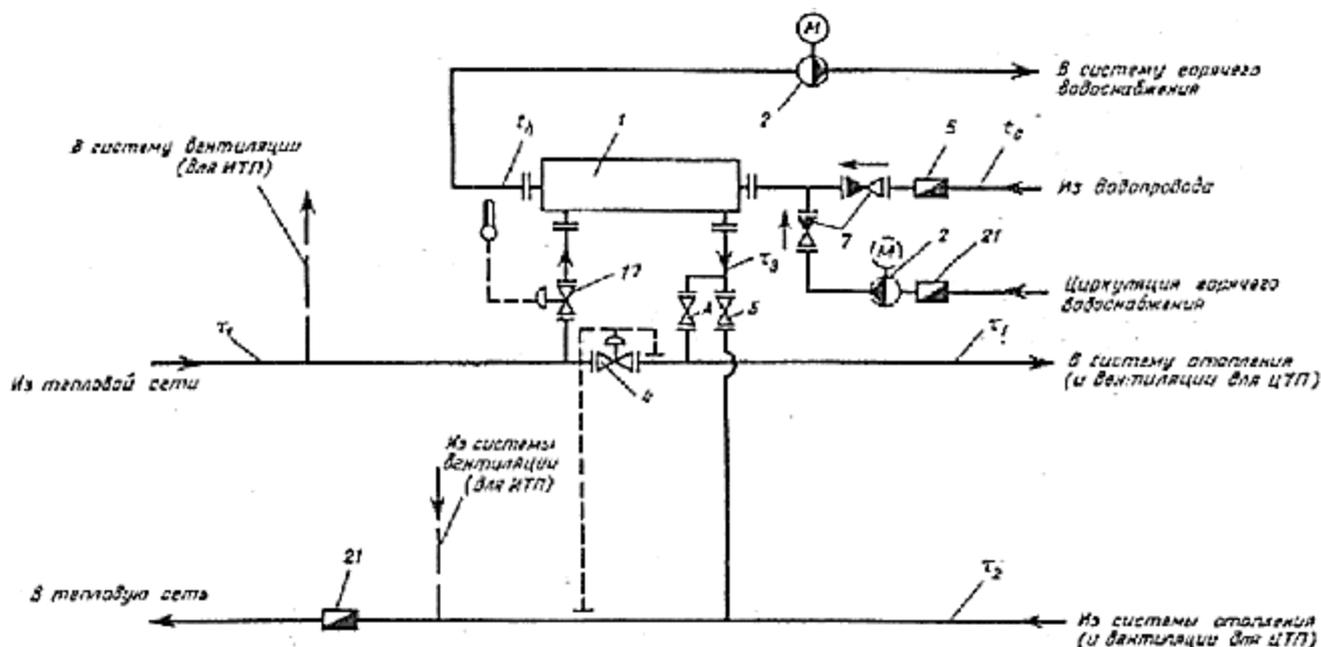


Рис. 2.42. Схема 7. Одноступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения с зависимым присоединением систем отопления при отсутствии регуляторов расхода теплоты на отопление при проектировании центральных и индивидуальных тепловых пунктов: 1 - водоподогреватель горячего водоснабжения; 2 - повысительно-циркуляционный насос горячего водоснабжения (пунктиром - циркуляционный насос); 3 - регулирующий клапан с электроприводом; 4 - регулятор перепада давлений (прямого действия); 5 - водомер для холодной воды; 6 - регулятор подачи теплоты на отопление, горячее водоснабжение и ограничения максимального расхода сетевой воды на ввод; 7 - обратный клапан; 8 - корректирующий подмешивающий насос; 9 - теплосчётчик; 10 - датчик температуры; 11 - датчик расхода воды; 12 - сигнал ограничений максимального расхода воды из тепловой сети на ввод; 13 - датчик давления воды в трубопроводе; 14 - регулятор ограничений максимального расхода воды на ввод (прямого действия); 14а - датчик расхода воды в виде сужающего устройства (камерная диафрагма); 15 - регулятор подачи теплоты на отопление; 16 - задвижка, нормально закрытая; 17 - регулятор подачи теплоты на горячее водоснабжение (прямого действия); 18 - сигнал включения насоса при закрытии клапана К-2; 19 - регулятор перепада давлений (электронный); 20 - водоподогреватель отопления; 21 - водомер горячеводный.

Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения с зависимым присоединением систем отопления при отсутствии регуляторов расхода теплоты на отопление при проектировании центральных и индивидуальных тепловых пунктов (схема 8).

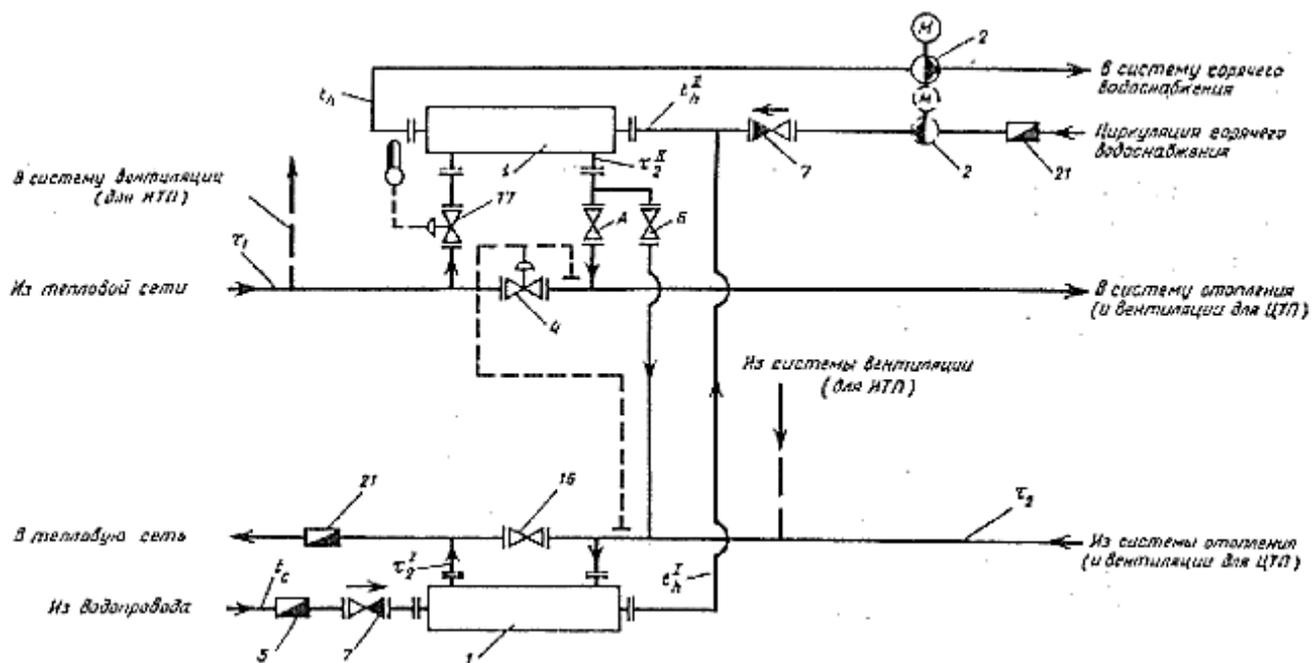


Рис. 2.43. Схема 8. Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения с зависимым присоединением систем отопления при отсутствии регуляторов расхода теплоты на отопление при проектировании центральных и индивидуальных тепловых пунктов.

- 1 - водоподогреватель горячего водоснабжения; 2 - повысительно-циркуляционный насос горячего водоснабжения (пунктиром - циркуляционный насос); 3 - регулирующий клапан с электроприводом; 4 - регулятор перепада давлений (прямого действия); 5 - водомер для холодной воды; 6 - регулятор подачи теплоты на отопление, горячее водоснабжение и ограничения максимального расхода сетевой воды на ввод; 7 - обратный клапан; 8 - корректирующий подмешивающий насос; 9 - теплосчётчик; 10 - датчик температуры; 11 - датчик расхода воды; 12 - сигнал ограничений максимального расхода воды из тепловой сети на ввод; 13 - датчик давления воды в трубопроводе; 14 - регулятор ограничений максимального расхода воды на ввод (прямого действия); 14а - датчик расхода воды в виде сужающего устройства (камерная диафрагма); 15 - регулятор подачи теплоты на отопление; 16 - задвижка, нормально закрытая; 17 - регулятор подачи теплоты на горячее водоснабжение (прямого действия); 18 - сигнал включения насоса при закрытии клапана К-2; 19 - регулятор перепада давлений (электронный); 20 - водоподогреватель отопления; 21 - водомер горячеводный.

Схемы присоединения систем горячего водоснабжения и отопления при проектировании индивидуальных тепловых пунктов при зависимом (а) присоединении системы отопления через элеватор (пунктиром - с циркуляционным насосом) с учётом теплоты по тепломеру и независимом (б) - с учётом теплоты по водомеру. (схема 9).

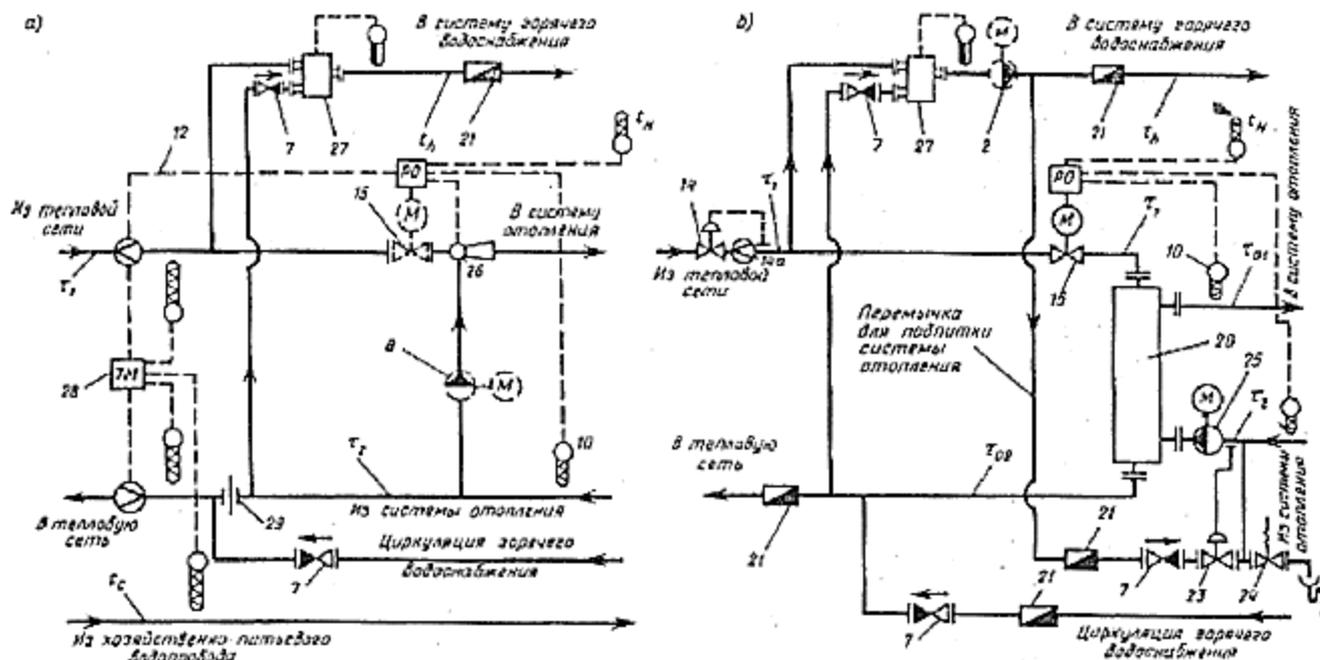


Рис. 2.44. Схема 9. Схемы присоединения систем горячего водоснабжения и отопления при проектировании индивидуальных тепловых пунктов при зависимом (а) присоединении системы отопления через элеватор (пунктиром - с циркуляционным насосом) с учётом теплоты по тепломеру и независимом (б) - с учётом теплоты по водомеру. 1 - водоподогреватель горячего водоснабжения; 2 - повысительно-циркуляционный насос горячего водоснабжения (пунктиром - циркуляционный насос); 3 - регулирующий клапан с электроприводом; 4 - регулятор перепада давлений (прямого действия); 5 - водомер для холодной воды; 6 - регулятор подачи теплоты на отопление, горячее водоснабжение и ограничения максимального расхода сетевой воды на ввод; 7 - обратный клапан; 8 - корректирующий подмешивающий насос; 9 - теплосчётчик; 10 - датчик температуры; 11 - датчик расхода воды; 12 - сигнал ограничений максимального расхода воды из тепловой сети на ввод; 13 - датчик давления воды в трубопроводе; 14 - регулятор ограничений максимального расхода воды на ввод (прямого действия); 14а - датчик расхода воды в виде сужающего устройства (камерная диафрагма); 15 - регулятор подачи теплоты на отопление; 16 - задвижка, нормально закрытая; 17 - регулятор подачи теплоты на горячее водоснабжение (прямого действия); 18 - сигнал включения насоса при закрытии клапана К-2; 19 - регулятор перепада давлений (электронный); 20 - водоподогреватель отопления; 21 - водомер горячеводный; 22 - подпиточный насос отопления; 23 - регулятор подпитки; 24 - предохранительный клапан; 25 - циркуляционный насос отопления;

*26 - водоструйный элеватор; 27 - регулятор смешения горячей воды; 28 - тепломер двухточечный трехточечный; 29 - дроссельная диафрагма.*

При отсутствии в проекте системы горячего водоснабжения баков-аккумуляторов, проектируется два способа подачи тепла в систему отопления: нормальная и связанная подача.

При нормальной системе подачу тепла проектируют в систему отопления независимо от системы горячего водоснабжения. Поэтому, любые непроектные изменения в расходе тепла на горячее водоснабжение не отражаются на количестве тепла, получаемого системой отопления.

При проектировании связанной подачи, количество тепла, получаемого системой отопления, зависит от расхода тепла в системе горячего водоснабжения. Достигается это лимитированием (ограничением) общего количества тепла, поступающего на ввод из расчёта часового расхода тепла на отопление и среднечасового расхода тепла на горячее водоснабжение. При этом мощность системы горячего водоснабжения не ограничивается, а её рост приводит к соответствующему снижению температуры воздуха в помещении. Отклонение температуры внутреннего воздуха под влиянием горячего водоснабжения жёстко не нормируется, но большинство проектировщиков считают, что такие отклонения не должны превышать  $\pm 1-1,5^{\circ}\text{C}$ .

С развитием строительства и укрупнением монтажных блоков развилось производство, так называемых, модульных или блочных тепловых пунктов. Многие предприятия готовы предложить готовые решения теплового пункта на раме, который достаточно только присоединить к сетям.

### **2.16.2. Автоматика и контрольно-измерительные приборы**

Тепловые сети, тепловые пункты и насосные станции должны быть оснащены в соответствии с действующими НТД средствами тепловой автоматики, измерений и контроля, обеспечивающими правильность и

экономичность ведения технологического режима, безопасную эксплуатацию оборудования, контроль и учёт расхода тепловой энергии.

В тепловых сетях должны быть предусмотрены:

1. автоматические регуляторы и блокировки, обеспечивающие:
  - 1.1. заданное давление воды в подающем и обратном трубопроводах водяных тепловых сетей с поддержанием в подающем трубопроводе постоянного давления «после себя» и в обратном - «до себя» (регулятор подпора);
  - 1.2. деление (рассечку) водяной сети на гидравлически независимые зоны при повышении давления воды сверх допустимого;
  - 1.3. включение подпиточных устройств в узлах рассечки для поддержания статического давления воды в отключенной зоне на заданном уровне;
2. отборные устройства с необходимой запорной арматурой для измерения: температуры воды в подающем (выборочно) и обратных трубопроводах перед секционирующими задвижками и, как правило, в обратном трубопроводе ответвлений диаметром 300 мм и выше перед задвижкой по ходу воды;
  - 2.2. давления в подающих и обратных трубопроводах до и после секционирующих задвижек и регулирующих устройств и, как правило, в подающих и обратных трубопроводах ответвлений диаметром 300 мм и более перед задвижкой;
  - 2.3. расхода воды в подающих и обратных трубопроводах ответвлений диаметром 400 мм и выше;
  - 2.4. давления пара в трубопроводах ответвлений перед задвижкой.

В камерах тепловых сетей должны предусматриваться местные показывающие контрольно-измерительные приборы для измерения температуры и давления в трубопроводах.

Автоматизация подкачивающих насосных станций на подающих и обратных трубопроводах водяных тепловых сетей должна обеспечивать:

- 1) постоянное заданное давление в подающем или обратном трубопроводах насосной станций при любых режимах работы сети;
- 2) включение резервного насоса, установленного на обратном трубопроводе, при повышении давления сверх допустимого во всасывающем трубопроводе насосной станции или установленного на подающем трубопроводе - при снижении давления в напорном трубопроводе насосной станции;
- 3) автоматическое включение резервного насоса (АВР) при отключении работающего или падении давления в напорном патрубке.

Автоматизация смесительных насосных должна обеспечивать постоянство заданной температуры смешения и защиту тепловых сетей после смесительных насосов от повышения температуры воды против заданной при остановке насосов.

Насосные станции должны быть оснащены комплектом показывающих и регистрирующих приборов, включая измерение расходов воды, устанавливаемых по месту или на щите управления, сигнализацией состояния и неисправности оборудования на щите управления.

Автоматизация тепловых пунктов должна обеспечивать:

- 1) регулирование расхода тепла в системе отопления и ограничения максимального расхода сетевой воды у потребителя;
- 2) заданную температуру воды в системе горячего водоснабжения;
- 3) поддержание статического давления в системах теплоснабжения при их независимом присоединении;

- 4) заданное давление в обратном трубопроводе или требуемый перепад давлений в подающем и обратном трубопроводах тепловых сетей;
- 5) защиту систем теплоснабжения от повышенного давления или температуры воды в случае возникновения опасности превышения допустимых предельных параметров;
- 6) включение резервного насоса при отключении рабочего;
- 7) прекращение подачи воды в бак-аккумулятор при достижении верхнего уровня воды в баке и разбора воды из бака при достижении нижнего уровня;
- 8) защиту системы отопления от опорожнения;
- 9) включение и выключение дренажных насосов в подземных тепловых пунктах по заданным уровням воды в дренажном приемнике.

Для учёта расхода тепловой энергии и теплоносителя должны предусматриваться приборы учёта в соответствии с Правилами учёта тепловой энергии и теплоносителя.

ЦТП водяной системы теплоснабжения должен быть оборудован контрольно-измерительными приборами:

- 1) показывающими манометрами на подающем и обратном трубопроводах до и после входных задвижек, на каждом подающем трубопроводе после задвижек на распределительном коллекторе, на всасывающих и нагнетательных патрубках каждого насоса;
- 2) показывающими термометрами на общих подающих и обратных трубопроводах, на всех обратных трубопроводах перед сборными коллекторами (применение в открытых системах теплоснабжения и системах горячего водоснабжения термометров с ртутным заполнением не допускается);
- 3) регистрирующими расходомерами и термометрами на подающем и обратном трубопроводах;
- 4) приборами учёта расхода тепловой энергии и теплоносителя.

Тепловые пункты паровой системы теплоснабжения должны быть оборудованы контрольно-измерительными приборами:

- 1) регистрирующими и суммирующими расходомерами пара;
- 2) регистрирующими и показывающими манометрами и термометрами на вводе паропроводов;
- 3) суммирующими расходомерами, показывающими манометрами и термометрами на конденсатопроводах;
- 4) показывающими манометрами и термометрами до и после редуционных клапанов.

Гильзы термометров должны устанавливаться:

- 1) на трубопроводах диаметром 70-200 мм наклонно к оси трубопровода против течения потока или вдоль оси трубы в колене трубопровода;
- 2) на трубопроводах диаметром менее 70 мм в специальных расширителях;
- 3) на трубопроводах диаметром более 200 мм перпендикулярно оси трубопровода.

На все средства измерений должны быть составлены паспорта с отметкой о периодических поверках и произведенных ремонтах, а также вестись журналы записи результатов поверок и ремонтов приборов и автоматических регуляторов.

Для измерения расходов, температур и давлений должны применяться приборы, отвечающие пределам параметров измеряемого теплоносителя и установленному классу точности в соответствии с государственными стандартами.

Максимальное рабочее давление, измеряемое прибором, должно быть в пределах  $2/3$  максимума шкалы при постоянной нагрузке и  $1/2$  максимума шкалы - при переменной. Минимальное давление рекомендуется измерять в пределах не менее  $1/3$  максимума шкалы.

Верхний предел шкалы регистрирующих и показывающих термометров должен быть равен максимальной температуре измеряемой среды. Верхний предел шкалы самопишущих манометров должен соответствовать полторакратному рабочему давлению измеряемой среды.

Минимальный расход измеряемой среды, учитываемой расходомерами переменного перепада давления, должен быть не меньше 30 % максимума шкалы.

На местном щите управления тепловых пунктов должна предусматриваться световая сигнализация о включении резервных насосов и достижении следующих предельных параметров:

- 1) температуры воды, поступающей в систему горячего водоснабжения (минимальная-максимальная);
- 2) давление в обратных трубопроводах систем отопления иди в обратном трубопроводе распределительных сетей отопления на выходе из ЦТП (минимальные-максимальные);
- 3) минимального перепада давлений в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети на входе и выходе из ЦТП;
- 4) уровней воды или конденсата в баках и водосборных приемках.

При применении регуляторов расхода тепла на отопление должна предусматриваться сигнализация о превышении заданной величины отклонения регулируемого параметра.

Организация должна обеспечить:

- 1) своевременное представление в поверку средств измерений (СИ), подлежащих государственному контролю и надзору;

- 2) проведение работ по калибровке СИ, не подлежащих поверке;
- 3) обслуживание, ремонт СИ, метрологический контроль и надзор.

Выполнение работ по метрологическому обеспечению, контроль и надзор за их выполнением должны осуществлять службы КИП и автоматики.

Оперативное обслуживание СИ должен вести дежурный или оперативно-ремонтный персонал подразделений, определенных решением главного инженера организации.

Техническое обслуживание и ремонт СИ должен осуществлять персонал службы КИП и автоматики организации.

Ремонт первичных запорных органов на отборных устройствах, вскрытие и установку сужающих и других устройств для измерения расхода, защитных гильз датчиков измерения температуры должен выполнять персонал, ремонтирующий технологическое оборудование, а приемку - персонал службы КИП и автоматики.

Персонал, обслуживающий оборудование, на котором установлены СИ, несет ответственность за их сохранность и чистоту внешних элементов. Обо всех нарушениях в работе СИ должно сообщаться службе КИП и автоматики.

Вскрытие регистрирующих приборов, не связанное с работой по обеспечению их нормальной записи, разрешается только персоналу службы КИП и автоматики, а СИ, используемых для расчётов с поставщиком или потребителями - совместно с их представителями.

## **2.17. Регулирование отпуска теплоты.**

Необходимость регулирования отпуска теплоты обусловлена переменными значениями тепловых нагрузок: отопление и вентиляция изменяются в зависимости от температуры наружного воздуха, горячее водоснабжение и

технологические нагрузки – от режимов потребления горячей воды в жилых, общественных и промышленных зданиях и производственных установках.

Различают центральное, групповое, местное и индивидуальное регулирование. Центральное регулирование осуществляется на ТЭЦ и котельных. Групповое – на групповых тепловых подстанциях. Местное – на местных тепловых подстанциях. Индивидуальное – непосредственно у абонентов.

Если тепловая нагрузка у всех потребителей примерно одинакова, то можно ограничиться центральным регулированием. В большинстве же случаев тепловая нагрузка неоднородна. В этом случае центральное регулирование ведется по характерной тепловой нагрузке для большинства потребителей. В первую очередь это отопительная нагрузка и совместная нагрузка отопления и ГВС. Во втором случае расход воды в ТС увеличивается незначительно по сравнению с регулированием по отопительной нагрузке или не меняется.

Основное количества тепла в абонентских системах расходуется на нагрев. Поэтому тепловая нагрузка в первую очередь зависит от режима теплопередачи. Теплопередача описывается уравнением теплопередачи:

$$Q = kF\Delta t n \quad (38)$$

где  $n$  – длительность работы системы;

$F$  – площадь поверхности теплообмена;

$k$  – коэффициент теплопередачи;

$\Delta t$  – средняя разность температур теплообменивающихся сред.

В первом приближении:

$$\Delta t = \frac{\tau_1 + \tau_2}{2} - \frac{t_1 + t_2}{2} \quad (39)$$

где  $\tau$  – температура сетевой воды;

$t$  – температура нагреваемой воды; индексы 1 и 2 относятся ко входу и выходу теплообменника.

Из уравнения теплового баланса:

$$Q = Gc_p(\tau_1 - \tau_2) \quad (40)$$

Найдем  $\tau_2$ :

$$\tau_2 = \tau_1 - \frac{Q}{c_p G} \quad (41)$$

Решая совместно уравнения (40) и (41), получим:

$$Q = \frac{\tau_1 - 0.5(t_1 + t_2)}{\frac{1}{kFn} + \frac{0.5}{Gc}} \quad (42)$$

Таким образом, тепловую нагрузку в принципе можно регулировать изменением пяти параметров –  $k$ ,  $F$ ,  $n$ ,  $\tau_1$ ,  $G_1$ . Изменение  $\tau_1$  и  $G_1$  имеют ограничения. Температура сетевой воды не может быть ниже 60 °С, необходимой для обеспечения температуры воды ГВС и не может быть выше температуры насыщения для данного давления. Расход воды определяется располагаемым перепадом давления на ГТП и МТП. Если один из теплоносителей – пар, то его температуру можно изменять, меняя давление (дресселированием).

В водяных системах реально можно менять тепловую нагрузку тремя способами:

1. изменением температуры сетевой воды – качественное регулирование;
2. изменением расхода сетевой воды – количественное регулирование;
3. изменением расхода и температуры воды – качественно-количественное регулирование.

Регулирование путем изменения длительности работы  $n$ , называется регулированием пропусками. Применяется как местное в дополнение к центральному.

Выбор метода регулирования зависит от гидравлической устойчивости системы. Гидравлическая устойчивость - это способность системы поддерживать заданный гидравлический режим и характеризуется коэффициентом гидравлической устойчивости:

$$y = f(\Delta p_{аб} / \Delta p_c) \quad (43)$$

Здесь  $\Delta p_{аб}$  - располагаемый перепад давления у наиболее удаленного потребителя;  $\Delta p_c$  - перепад давления, срабатываемый в сети. Если  $y \leq 0,4$ , то применяется качественное регулирование. Если  $y > 0,4$ , то применяется качественно-количественное регулирование. Центральное регулирование ориентируется на основной вид нагрузки района. Таковой может быть нагрузка отопления (регулирование по отопительной нагрузке), либо совмещенная нагрузка отопления и ГВС (регулирование по совмещенной нагрузке).

Обозначим через  $Q_o', \tau_1', \tau_2', \delta\tau', G_o'$  расчётные значения величин при  $t_n = t_{no}$ .

Текущие значения этих же величин обозначим через  $Q_o, \tau, \tau_2, \delta\tau, G_o$ .

$$Q_o^i = \frac{Q_o}{Q_o^i}, \quad G_o^i = \frac{G_o}{G_o^i}, \quad \delta\tau^i = \frac{\delta\tau}{\delta\tau^i}.$$

Относительные безразмерные величины:

Связь между  $\bar{Q}_o$  и  $\bar{G}_o$  можно представить в виде  $\bar{G}_o = \bar{Q}_o^m$ .

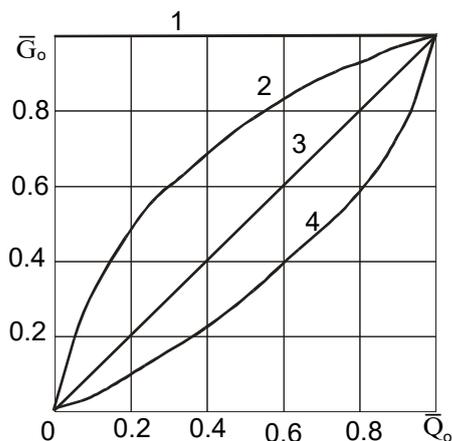


Рис.2.45. Закон изменения расхода при различных видах регулирования тепловой нагрузки  
 1 – качественное регулирование,  $m=0$ .; 2 – качественно-количественное регулирование,  
 $0 \leq m \leq 1$ ; 3,4 – количественное регулирование,  $m > 1$

### 2.17.1 Тепловые характеристики теплообменных аппаратов

В проектных расчётах теплообменников применяются уравнение теплопередачи:

$$Q = kF\Delta t_n \quad (44)$$

и уравнение теплового баланса:

$$Q = G_1 c_1 \delta t = G_2 c_2 \delta t \quad (45)$$

В уравнении:

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\bar{o}} - \Delta t_{\bar{m}}}{\ln \frac{\Delta t_{\bar{o}}}{\Delta t_{\bar{m}}}} \quad (46)$$

если  $\frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{m}} \leq 2$ , то можно пользоваться среднеарифметической разностью температур.

$$\Delta t = (t_1 + t_2)/2 \quad (47)$$

Для целей расчёта регулирования тепловой нагрузки уравнение неудобно, т.к. заранее величина  $\Delta t$  неизвестна. Поэтому удобнее пользоваться максимальной разностью температур.

$$Q = \varepsilon Gc\Delta \quad (48)$$

где  $\Delta = t_{ex} - t_{ex}$  - максимальная разность температур сред. Можно получить аналитические выражения для  $\Delta$  только для прямотока и противотока. Для более сложных схем этого сделать не удастся. Поэтому пользуются приближенным выражением:

$$\Delta t = \Delta - a\delta t_m - b\delta t_{\delta} \quad (49)$$

Если вычислять  $\Delta t$  по (99), то  $b=0.65$  для всех схем,  $0.35 < a < 0.65$  в зависимости от схемы.

Если вычислять  $\Delta t$  по (47), то  $a=b=0.5$ .

Тепловая нагрузка, отнесенная к максимальной разности температур, называется удельной теплопроизводительностью.

$$q = \frac{Q}{\Delta} = \frac{kF\Delta t}{\Delta t + a\delta t_m + b\delta t_{\delta}} = \frac{kF\Delta t}{\Delta t + \frac{kF\Delta t}{(Gc)_{\delta}} a + \frac{kF\Delta t}{(Gc)_m} b} \quad (50)$$

Отношение удельной теплопроизводительности к полной теплоёмкости называется безразмерной теплопроизводительностью, или коэффициентом эффективности:

$$\varepsilon = \frac{q}{(Gc)_M} = \frac{1}{\frac{(Gc)_M}{kF} + a \frac{(Gc)_M}{(Gc)_\delta} + b} \quad (51)$$

Применительно к системам отопления  $(Gc)_\delta$  относится к воздуху, а  $(Gc)_M$  - к воде.

Если один из теплоносителей пар, то  $(Gc)_\delta \Rightarrow \infty$  и:

$$\varepsilon = \frac{1}{\frac{(Gc)_M}{kF} + b} \quad (52)$$

Зависимость действует в диапазоне:

$$\begin{aligned} 0 \leq \frac{(Gc)_M}{(Gc)_\delta} \leq 1 \\ 0 \leq \frac{kF}{(Gc)_M} < \infty \end{aligned} \quad (53)$$

Эти зависимости универсальны и справедливы для любых схем движения теплоносителей. В отопительных установках отношение  $(Gc)_M / (Gc)_\delta \Rightarrow 0$ . Значение  $b = 0,5$  если на абонентском вводе нет узла смешения и  $b = (0,5 + u) / (1 + u)$  при наличии узла смешения, где  $u$  – коэффициент смешения.

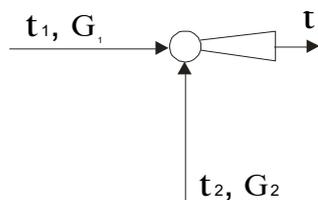


Рис.2.46. Расчётная схема узла смешения

$$u = \frac{G_2}{G_1} = \frac{\tau_1 - \tau_3}{\tau_3 - \tau_2} \quad (54)$$

$$\varepsilon_0 = \frac{I}{\frac{G_0 c}{kF} + \frac{0.5 + u}{1 + u}} \quad (55)$$

Для любого теплообменного аппарата:

$$kF = \phi \bar{Q}^{\frac{n}{n+1}} \quad (56)$$

где  $\phi$  - постоянный параметр:

$$\phi = Q' / \Delta t' \quad (57)$$

Для системы отопления  $n = 0,25$ , тогда:

$$kF = \frac{Q_0'}{\Delta t_0'} \bar{Q}_0^{0.2} \quad (58)$$

$$\varepsilon_0 = \frac{I}{\frac{\Delta t_0' G_0 c}{Q_0' Q_0^{-0.2}} + \frac{0.5 + u}{1 + u}} \quad (59)$$

### 2.17.2. Качественное регулирование однородной нагрузки

Рассмотрим регулирование отпуска тепла при наличии только отопительной нагрузки (вентиляционной нагрузки и ГВС нет).

Качественное регулирование предполагает  $G'_o = \text{const}$ .

Требуется определить  $\tau_{o1} = f(t_n)$ ,  $\tau_{o2} = f(t_n)$ .

Для отопительной установки максимальная разность температур  $\Delta = \tau_{o1} - t_e$ .

Тогда:

$$\varepsilon_o = \frac{Q_o}{G'_o c (\tau_{o1} - t_e)} \quad (60)$$

$$Q_o = Q'_o \bar{Q}_o = G'_o c \bar{\delta\tau}'_o \bar{Q}_o \quad (61)$$

$$\varepsilon_o = \frac{\bar{Q}_o \delta\tau'_o}{(\tau_{o1} - t_e)} \quad (62)$$

Далее:

$$\varepsilon_o = \frac{1}{\frac{\Delta t' G'_o c}{\bar{Q}_o \bar{Q}_o^{0.2}} + \frac{0.5 + u}{1 + u}} \quad (63)$$

На расчётном режиме:

$$u = \frac{\tau'_{o1} - \tau'_{o3} + \tau'_{o2} - \tau'_{o2}}{\tau'_{o3} - \tau'_{o2}} = \frac{\delta\tau'_o}{\theta'_o} - 1 \quad (64)$$

Подставив уравнения, получим:

$$\varepsilon_o = \frac{1}{\frac{\Delta t'}{\bar{Q}_o \delta\tau'_o} + \frac{\delta\tau'_o - 0.5\theta'_o}{\delta\tau'_o}} \quad (65)$$

Приравнявая уравнения (62) и (65) найдем:

$$\frac{\bar{Q}_o \delta\tau'_o}{\tau'_{o1} - t_\epsilon} = \frac{1}{\frac{\Delta t'}{0.2} + \frac{\delta\tau'_o - 0.5\theta'_o}{\delta\tau'_o}} \quad (66)$$

откуда получим:

$$\tau_{o1} = t_\epsilon + \Delta t_o^{0.8} \bar{Q}_o + \bar{Q}_o (\delta\tau'_o - 0.5\theta'_o) \quad (67)$$

$$\tau_{o2} = t_\epsilon + \Delta t_o^{0.8} \bar{Q}_o - 0.5 \bar{Q}_o \theta'_o \quad (68)$$

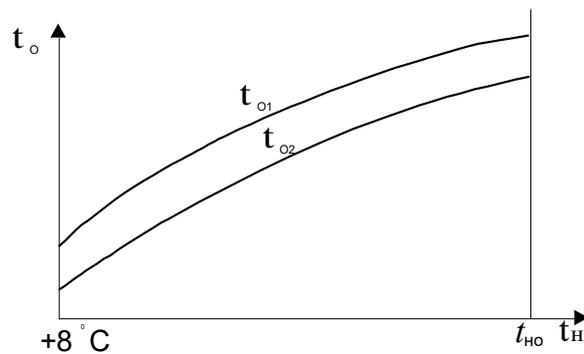


Рис.2.47. График температур сетевой воды при качественном регулировании отопительной нагрузки

### 2.17.3. Качественное регулирование разнородной нагрузки

Если кроме отопительной нагрузки есть еще и нагрузка ГВС, то, независимо от метода регулирования, температура воды в подающем трубопроводе не должна быть ниже уровня, определяемого условиями ГВС. Для поддержания такой температуры делается подрезка температурного

графика при 65 °С - для открытой системы и 70 °С - для закрытой системы. График температур приобретает вид ломаной. Точке излома температурного графика соответствует температура наружного воздуха  $t''_{н}$ .

При  $t_{н} > t''_{н}$  происходит смена регулирования с качественного на количественное, либо регулирование пропусками. При  $t_{н} < t''_{н}$  график температур сетевой воды рассчитывается для случая регулирования либо по отопительной нагрузке, либо по совмещенной нагрузке отопления и ГВС.

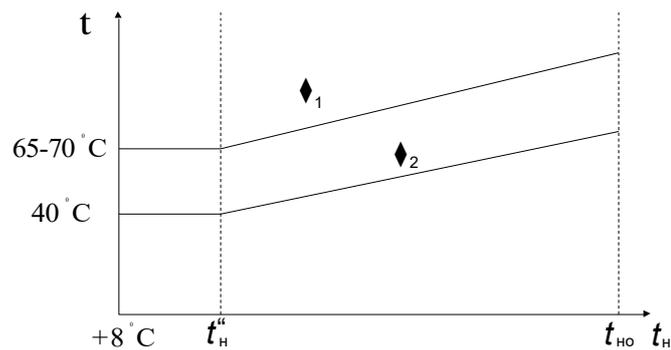


Рис.2.48. График температур при совмещенной нагрузке

#### 2.17.4. Качественное регулирование по отопительной нагрузке.

При этом методе регулирования постоянным поддерживается расход только через систему отопления.

При  $t_{н} \leq t''_{н}$ :

$$G'_o = \frac{Q'_o}{c \delta \tau'_o} = const \quad (69)$$

При  $t_{н} > t''_{н}$ :

$$G_o = \frac{Q_o}{c_o (\tau''_{o1} - \tau''_{o2})} \quad (70)$$

где  $Q_o$  – текущая отопительная нагрузка.

Температуры сетевой воды рассчитываются только по отопительной нагрузке.

Расход в сети переменен и равен в прямом трубопроводе:

$$G_{\cdot\delta} = G_o + G_{\%o} + G_{\%o}^{\delta} + G_{\cdot} \quad (71)$$

где  $G_{\%o}^{np}$  – расход воды на ГВС из прямого трубопровода;

$G_{\cdot}$  – потери или утечки из сети.

В обратном трубопроводе в закрытых системах:

$$G_{o\delta} = G_o + G_{\delta} + G_{\%o}^{o\delta} \quad (72)$$

В обратном трубопроводе в открытых системах:

$$G_{o\delta} = G_o + G_{\delta} - G_{\%o}^{o\delta} = G_o + G_{\delta} + G_{\%o}^{np} - G_{\%o} \quad (73)$$

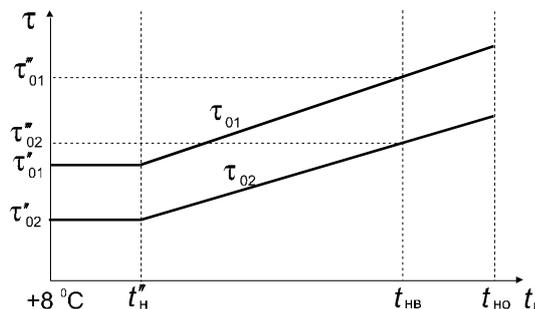


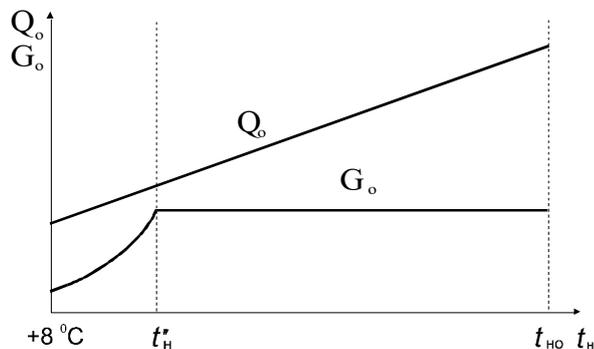
Рис.2.49. График температур в системе отопления

$\tau_{o1}^{\prime\prime}, \tau_{o2}^{\prime\prime}$  – температуры сетевой воды в точке подрезки температурного графика при  $t_n = t_n^{\prime}$ .

$\tau_{o1}^{\prime}, \tau_{o2}^{\prime}$  – температуры сетевой воды при  $t_n = t_{нв}$ .

Система вентиляции проектируется таким образом, чтобы при  $t_n = t_{нв}$  температура сетевой воды после вентиляционной установки была равна  $\tau''_{02}$ . Желательно, чтобы в диапазоне температур  $t''_n \geq t_n \geq t_{нв}$  графики температур  $\tau_{02}$  и  $\tau_{2в}$  совпадали.

а)



б)

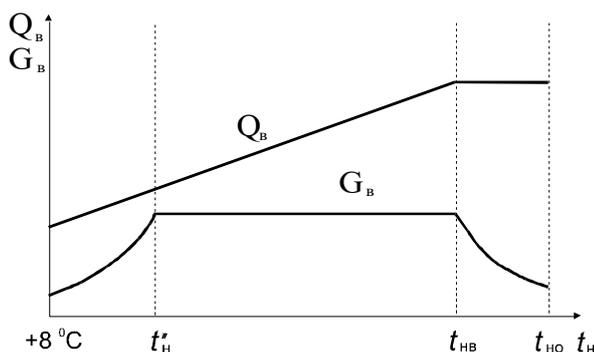


Рис.2.50. Графики расходов и тепловых нагрузок  
а – отопления; б – вентиляция.

При проектировании источников тепла допускается, чтобы в течение всего отопительного периода принимать  $\tau_{2в} = \tau_{02}$ .

### 2.17.5. Графики расхода воды и температуры на ГВС

В открытых системах вода на ГВС частично забирается из подающего трубопровода и частично – из обратного. Это необходимо для поддержания нужной температуры ГВС.

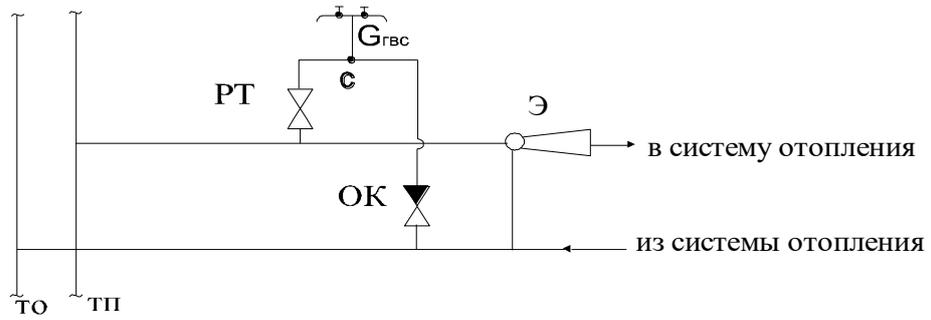


Рис.2.51. Схема открытой системы

При  $t_2 \geq \tau_{02}$ :

$$G_{zbc} = \frac{Q_{zbc}}{c_z(t_2 - t_x)} \quad (74)$$

При  $t_2 < \tau_{02}$ :

$$G_{zbc} = \frac{Q_{zbc}}{c_z(\tau_{02} - t_x)} \quad (75)$$

Обозначим через  $\beta$  долю расхода воды на ГВС из подающего трубопровода:

$$\beta = \frac{t_2 - \tau_{02}}{\tau_{01} - \tau_{02}} \quad (76)$$

$$1 - \beta = \frac{\tau_{01} - t_2}{\tau_{01} - \tau_{02}} \quad (77)$$

Расходы воды из подающего и обратного трубопроводов равны:

$$G_{zbc}^{np} = G_{zbc} \beta \quad (78)$$

$$G_{\text{гвс}}^{\text{об}} = (1 - \beta) G_{\text{гвс}} \quad (79)$$

Рассмотрим построение графика температур и расхода воды на ГВС в закрытых системах при параллельном присоединении абонентской установки к тепловой сети.

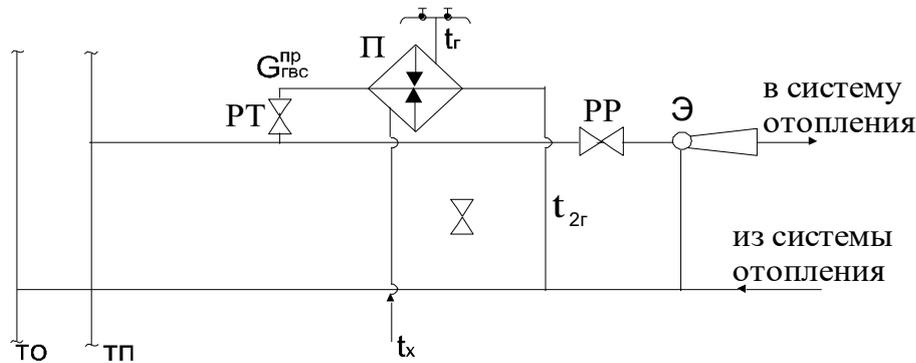


Рис.2.52. Схема параллельного присоединения абонентской установки

Максимальный расход сетевой воды на ГВС имеет место при минимальной температуре в подающем трубопроводе  $\tau_1''$  в часы максимальной нагрузки ГВС. Расчётное значение расхода на ГВС определяется по формуле:

$$G'_{\text{гвс}} = \frac{Q'_{\text{гвс}}}{c(\tau_1'' - \tau_{22}'')} \quad (80)$$

При постоянной температуре греющей воды перед подогревателем ГВС изменение нагрузки ГВС, т.е. расхода горячей воды приводит к пропорциональному изменению расхода греющей воды из тепловой сети. При этом температура сетевой воды после подогревателя остается постоянной.

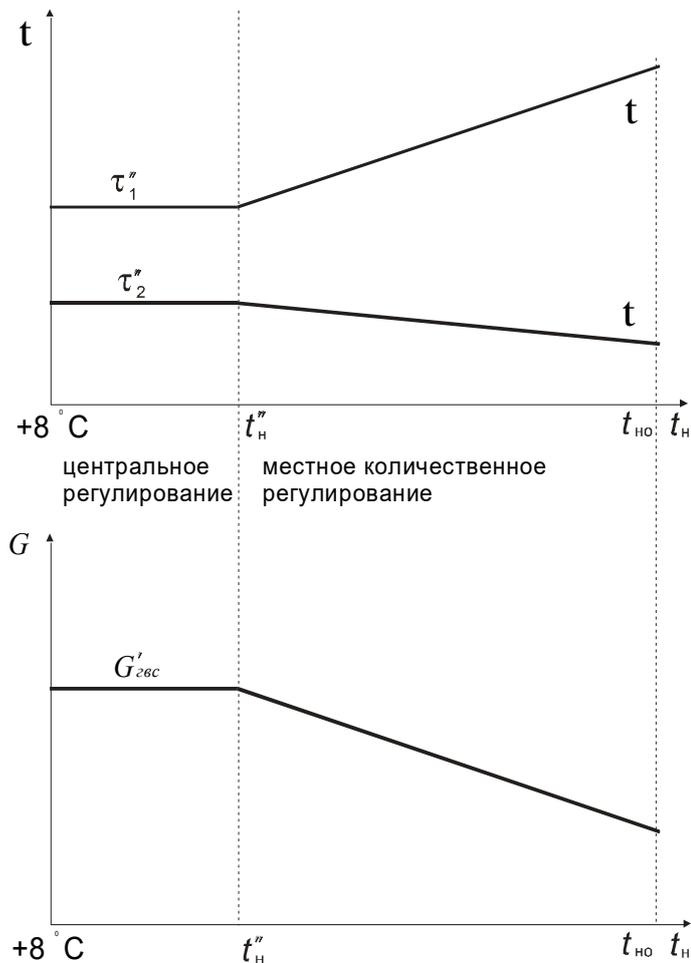


Рис.2.53. Графики температуры и расхода сетевой воды на ГВС в закрытой системе при параллельном присоединении

При проектировании источников тепла принимают  $\tau_{22} = \tau_{02}$ . При параллельном присоединении тепло воды из обратного трубопровода не используется для нагрева вторичной воды. Это приводит к увеличению расхода сетевой воды и снижению эффективности системы теплоснабжения. Параллельную схему рекомендуется применять при  $Q_{2вс}^{max} / Q_o' \geq 1.2$ . В большинстве случаев применяется двухступенчатые схемы. Водопроводная вода сначала подогревается водой из обратной магистрали, а затем окончательно подогревается водой из подающего трубопровода.

Температура водопроводной воды после подогревателя второй ступени  $\Pi_2$   $t_{2г} = t_{02} - \Delta t_{нед}$ . Величина недогрева  $\Delta t_{нед}$  принимается равной  $5...10\text{ °C}$ . Запишем уравнения баланса тепла для подогревателя  $\Pi_1$ .

$$Q_{\Pi 1} = G_{zbc}^{np} c (\tau_{01} - \tau_{22}) \quad (81)$$

$$Q_{\Pi 1} = G_{zbc} c (t_2 - t_n) \quad (82)$$

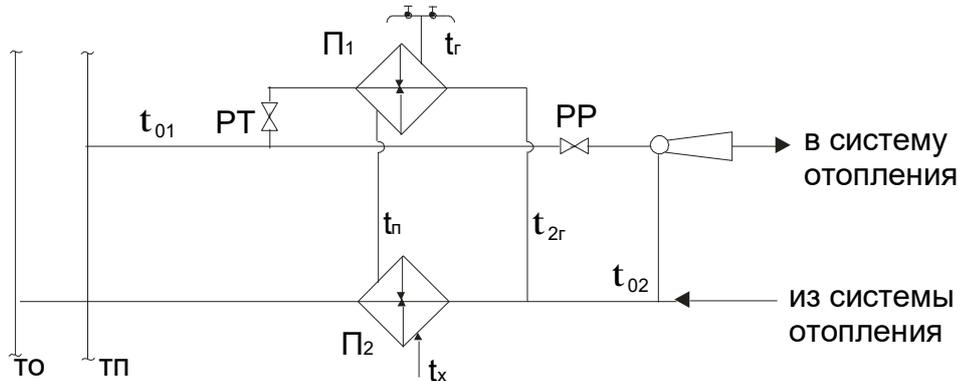


Рис.2.54. Двухступенчатая последовательная схема.

Расход водопроводной воды определяется как:

$$G_{zbc} = \frac{Q_{zbc}}{c(t_2 - t_x)} \quad (83)$$

Подставив величину расхода (83) во второе из уравнений баланса (82) и приравняв их, получим:

$$G_{zbc}^{np} = Q_{zbc} \frac{t_2 - t_n}{t_2 - t_x} \frac{1}{c(\tau_{01} - \tau_{22})} \quad (84)$$

При одноступенчатой схеме  $t_{\Pi} = t_x$ .

В двухступенчатой схеме температура воды, возвращаемой на станцию, ниже, чем в одноступенчатой:

$$\tau_2 = \tau_{02} - \frac{Q_{II2}}{c(G_o + G_{2\text{вс}}^{np} + G_b)} = \tau_{02} - Q_{2\text{вс}} \frac{t_n - t_x}{t_2 - t_x} \frac{1}{c(G_o + G_{2\text{вс}}^{np} + G_b)} \quad (85)$$

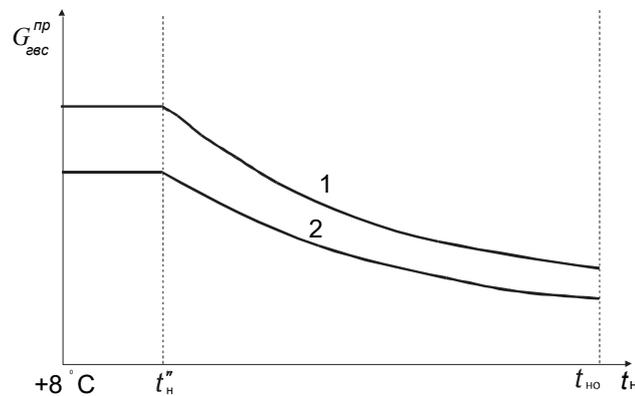


Рис.2.55. График расходов в подающем трубопроводе.  
1 – одноступенчатая схема; 2 – двухступенчатая схема

Расчёт тепловой схемы станции нужно вести по  $\tau_2$ . В закрытых и открытых схемах расходы сетевой воды на отопление и вентиляцию одинаковы. Однако расходы сетевой воды на нагрузку ГВС отличаются.

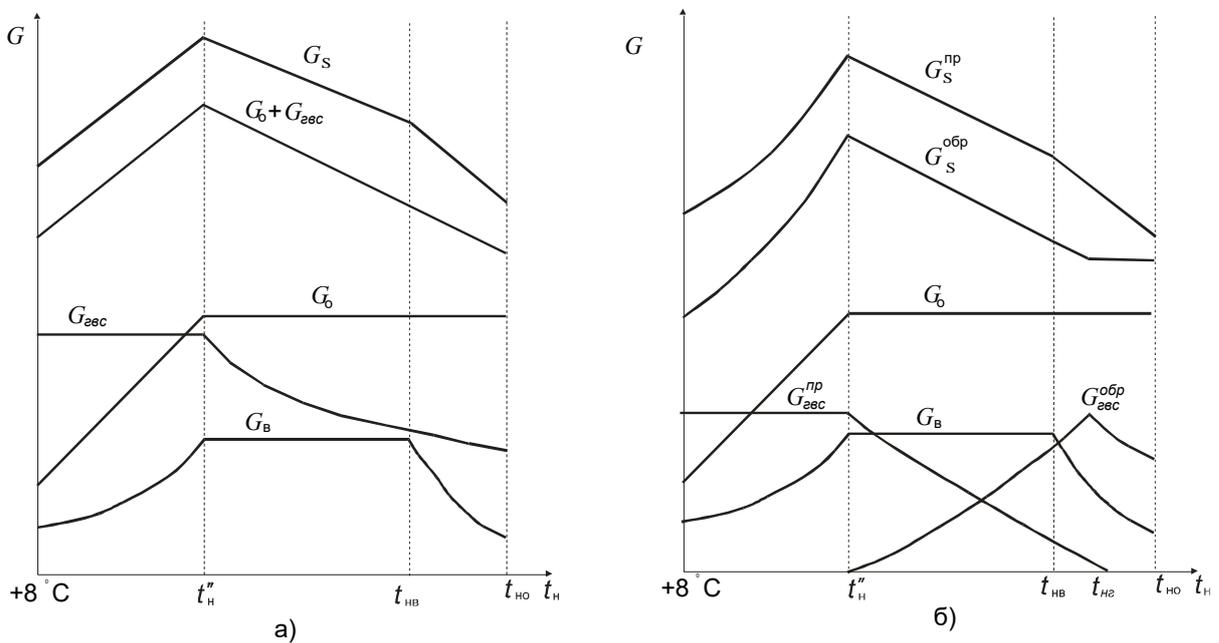


Рис. 2.56. Графики расходов в тепловой сети при регулировании по отопительной нагрузке  
а) – закрытая система; б) – открытая система

$$G_o^{откр\ p} = G_o^{закр\ p}$$

$$G_г^{откр\ p} = G_г^{закр\ p}$$
(86)

В открытых системах расход воды в подающем трубопроводе:

$$G_{\Sigma}^{np} = G_o + G_г + \beta G_{звс}$$
(87)

В обратном трубопроводе:

$$G_{\Sigma}^{обп} = G_o + G_г - (1 - \beta) G_{звс}$$
(88)

$$G_{\Sigma}^{np} > G_{\Sigma}^{обп}$$
(89)

При одинаковых  $Q$  и одинаковых  $t_1$  в открытых системах  $G_{np}^{откр\ p} < G_{np}^{закр\ p}$ , а в обратном трубопроводе  $G_{обп}^{откр\ p} \ll G_{обп}^{закр\ p}$ .

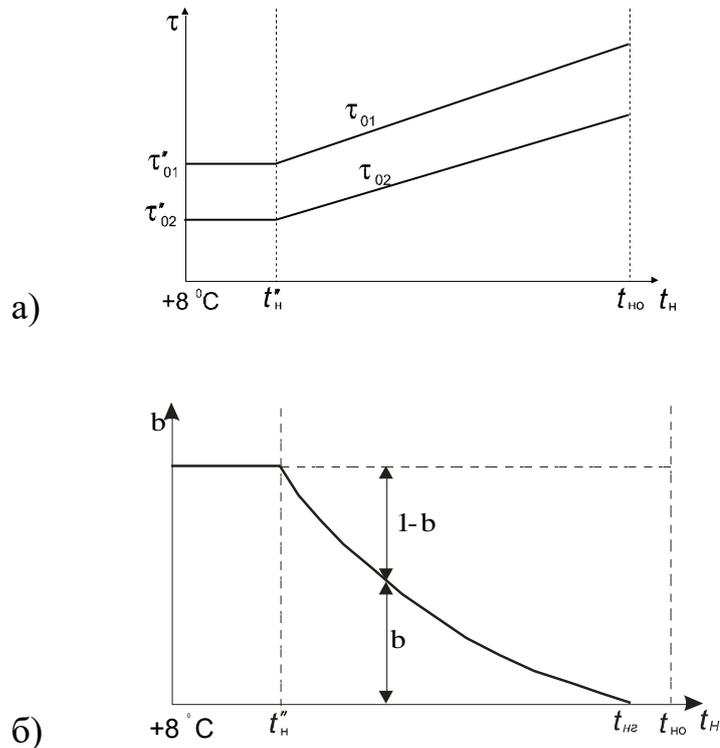


Рис.2.57. Графики а) температур и б) доли расхода воды на ГВС в открытой системе

### **2.17.6. Центральное регулирование по совмещенной нагрузке отопления и ГВС**

Там, где есть кроме отопительной нагрузки и нагрузка ГВС, можно значительно уменьшить расчётный расход в тепловой сети при переходе от центрального регулирования нагрузки отопления к центральному регулированию совмещенной нагрузки отопления и ГВС. При таком методе регулирования можно обеспечить нагрузку ГВС без дополнительного увеличения расхода сетевой воды или с небольшим его увеличением.

В этом случае ориентируются на типичную для данного района относительную нагрузку ГВС.

$$\rho_{гвс}^{ср.н} = Q_{гвс}^{ср.н} / Q_o' \quad (90)$$

Для обеспечения качественного теплоснабжения при регулировании по совмещенной нагрузке необходимо, чтобы наряду с центральным регулированием на ТЭЦ или котельной проводилось дополнительно групповое или местное регулирование всех видов нагрузки на ГТП и МТП.

### **2.17.7. Центральное регулирование по совмещенной нагрузке закрытых систем теплоснабжения**

Наиболее распространенной схемой присоединения абонентов является двухступенчатая последовательная схема. Когда регулятор температуры увеличивает расход воды через подогреватель П<sub>2</sub>, регулятор расхода снижает расход так, что на сопло элеватора поступает практически постоянный расход

сетевой воды. Если расход воды становится равным  $G_1'$ , то регулятор расхода полностью закрывается, и весь расход воды идет через подогреватель П<sub>2</sub>.

При качественном регулировании расход воды на абонентском вводе поддерживается постоянным и равным:

$$G_o^{\circledast} = \frac{Q_o^{\circledast}}{c \Delta t_o^{\circledast}} = const \quad (91)$$

Температуры сетевой воды  $\tau_1$  и  $\tau_2$  должны быть рассчитаны с учётом нагрузки отопления и ГВС:

$$\tau_1 = \tau_{01} + \delta_1 \quad (92)$$

$$\tau_2 = \tau_{02} - \delta_2 \quad (93)$$

$\delta_1$  и  $\delta_2$  - снижение температуры воды в подогревателях ГВС.

Расход воды в прямом трубопроводе есть:

$$G_{np} = G_o + G_{\varepsilon} + G_{ym} \quad (94)$$

в обратном трубопроводе:

$$G_o_{\text{об}} = G_o + G_{\varepsilon} \quad (95)$$

Расход воды на вентиляцию рассчитывается как для отопительной нагрузки, но по температурам воды  $\tau_1$  и  $\tau_2$ . Для двух подогревателей

$\delta = \delta_1 + \delta_2 = \text{const}$ . Величины  $\delta$ ,  $\delta_1$  и  $\delta_2$  найдем с помощью уравнений баланса тепла для системы в целом и подогревателей 1 и 2.

$$\delta = \frac{Q_{2\text{вс}}}{c \dot{G}} = \frac{Q_{2\text{вс}}}{Q_0'} \delta \tau_0' \quad (96)$$

$$\delta_2 = \frac{Q_{П2}}{c G_0'} = \frac{Q_{2\text{вс}}}{Q_0'} \frac{t_n - t_x}{t_2 - t_x} \delta \tau_0' \quad (97)$$

Порядок расчёта.

По уравнениям рассчитывают значения температур  $\tau_{01}$  и  $\tau_{02}$ .

Задают величину недогрева водопроводной воды в подогревателе второй ступени П<sub>2</sub> при  $t_n = t_n''$  -  $\Delta t_{\text{нед}}'' = \tau_{02}'' - t_n'' = 5 \dots 10 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

Если:

$$\Delta t_{\text{нед}}'' = \frac{\tau_{02}' - t_x}{\tau_{01}' - t_x} (\tau_{02}'' - t_x) \quad (98)$$

то при  $t_n = t_{no}$   $\delta_1 = 0$ .

Рассчитывают  $\delta \tau_2$ , принимая  $t_n'' = \tau_{02}'' - \Delta t_{\text{нед}}''$ .

Затем рассчитывают  $\delta_2$  и  $\delta_1 = \delta - \delta_2$ . Если для какого-либо режима получается  $\delta_2 = \delta$ , то в последующих расчётах принимают  $\delta_2 = \delta$ , а  $\delta_1 = 0$ . Таким образом, в этом случае все тепло на ГВС обеспечивается подогревателем П<sub>2</sub>. На рис.2.58 представлены графики сетевой воды для рассмотренного случая.

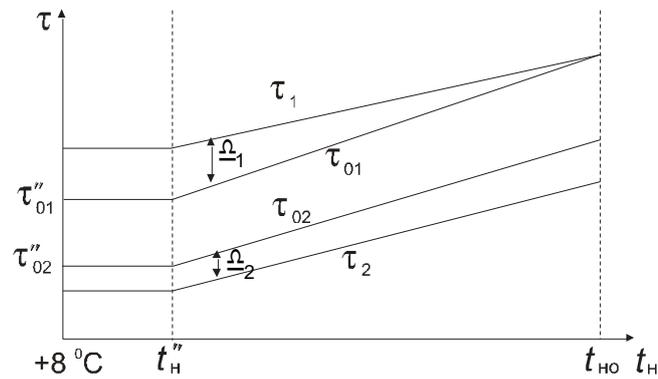


Рис.2.58. Графики температур сетевой воды

### 2.17.8. Качественное регулирование по совмещенной нагрузке в открытых системах

Схема открытой системы представлена на рис. 2.51. Расход воды на абонентском вводе поддерживается постоянным.

$$G_o^{\circ} = \frac{Q_o^{\circ}}{c \Delta t_o^{\circ}} = const \quad (99)$$

Расход воды на отопление равен:

$$G_o = G_o' - \beta G_{звс} \quad (100)$$

где:

$$\beta = (t_2 - \tau_2) / (\tau_1 - \tau_2) \quad (101)$$

В подающем трубопроводе  $\tau_1 > \tau_{01}$ , в обратном -  $\tau_2 < \tau_{02}$ .

По определению:

$$\varepsilon_0 = \frac{Q_0}{cG_0(\tau_1 - t_6)} = \frac{\bar{Q}_0 cG'_0 \delta\tau'_0}{cG_0(\tau_1 - t_6)} = \frac{\bar{Q}_0 \delta\tau'_0}{\bar{G}_0(\tau_1 - t_6)} \quad (102)$$

С другой стороны:

$$\varepsilon_0 = \frac{1}{\frac{cG'_0 \Delta t'_0}{\bar{Q}'_0 \bar{Q}_0} + \frac{\delta\tau'_0 - 0.5\Theta'_0}{\delta\tau'_0}} = \frac{1}{\frac{\bar{G}_0 \Delta t'_0}{\bar{Q}_0} + \frac{\delta\tau'_0 - 0.5\Theta'_0}{\delta\tau'_0}} \quad (103)$$

Найдём  $\tau_1$  и  $\tau_2$ :

$$\tau_1 = t_6 + \bar{Q}_0^{0.8} \Delta t'_0 + \frac{\bar{Q}_0}{\bar{G}_0} (\delta\tau'_0 - 0.5\Theta'_0) \quad (104)$$

$$\tau_2 = t_6 - \bar{Q}_0^{0.8} \Delta t'_0 - \frac{\bar{Q}_0}{\bar{G}_0} 0.5\Theta'_0 \quad (105)$$

Подставим  $\tau_1$  и  $\tau_2$  в формулу для  $\beta$ :

$$\beta = \left[ t_2 - t_6 - \bar{Q}_0^{0.8} \Delta t'_0 + 0.5 \frac{\bar{Q}_0}{\bar{G}_0} \Theta'_0 \right] \frac{\bar{G}_0}{\bar{Q}_0 \delta\tau'_0} \quad (106)$$

В безразмерном виде можно записать как:

$$\bar{G}_0 = 1 - \beta \frac{G_{zbc}}{G'_0} = 1 - \beta \frac{G_{zbc} c \delta\tau'_0}{Q'_0} = 1 - \beta \frac{Q_{zbc} \delta\tau'_0}{Q'_0 (t_2 - t_x)} \quad (107)$$

Здесь учтено, что:

$$G_o' = \frac{Q_o'}{c\delta\tau_o'} \quad (108)$$

$$G_{zbc} = \frac{Q_{zbc}}{c(t_2 - t_x)} \quad (109)$$

Получим:

$$\bar{G}_o = \frac{1 - 0.5 \frac{\Theta_o' Q_{zbc}}{Q_o'(t_2 - t_x)}}{1 + \frac{t_2 - t_6}{t_2 - t_x} \frac{Q_{zbc}}{Q_o' \bar{Q}_o} - \frac{\Delta t_o'}{t_2 - t_x} \frac{Q_{zbc}}{Q_o' \bar{Q}_o^{0.2}}} \quad (110)$$

Порядок расчёта.

Для заданной температуры  $t_n$  определяем:

$$\bar{Q}_o = \frac{t_6 - t_n}{t_6 - t_{no}} \quad (111)$$

По формуле находим  $\bar{G}_o$ . Если получается, что  $\bar{G}_o > 1$ , то принимают в дальнейшем  $\bar{G}_o = 1$ .

Далее находим  $\tau_1$  и  $\alpha_{d(v)} = \frac{Q'_{\square\square}}{Q'_{\square\uparrow} Q'}$ .

Расход воды в прямом трубопроводе есть  $G_{np} = G_o + G_6 + G_{yt}$ .

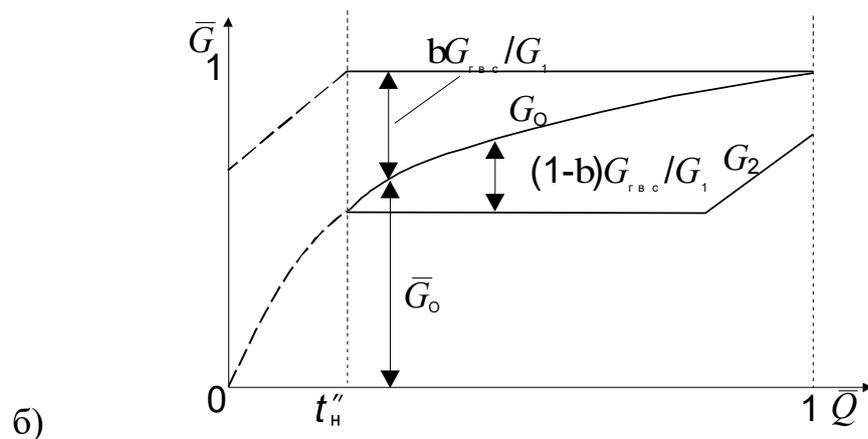
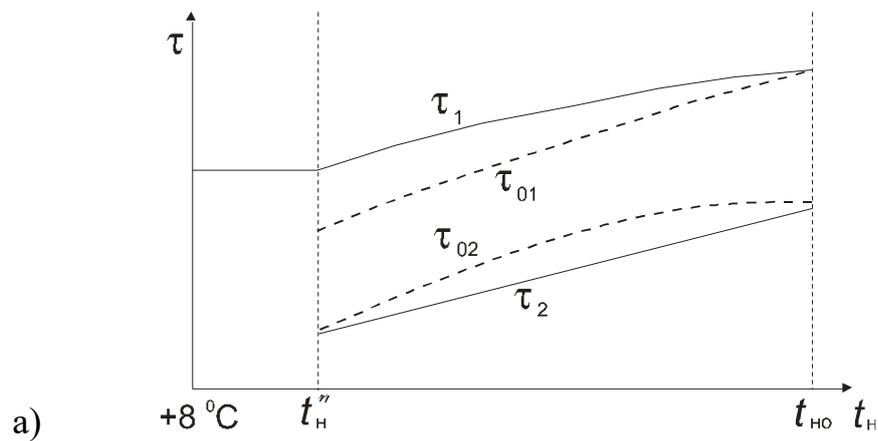


Рис.2.59. Графики а) температур и б) расходов в открытой системе

### 2.17.8. Качественно-количественное регулирование

Для получения одинакового закона изменения расхода воды у всех абонентов необходимо при выключенном расходе ГВС установить одинаковые напоры в подающем и обратном трубопроводах на всех абонентских вводах.

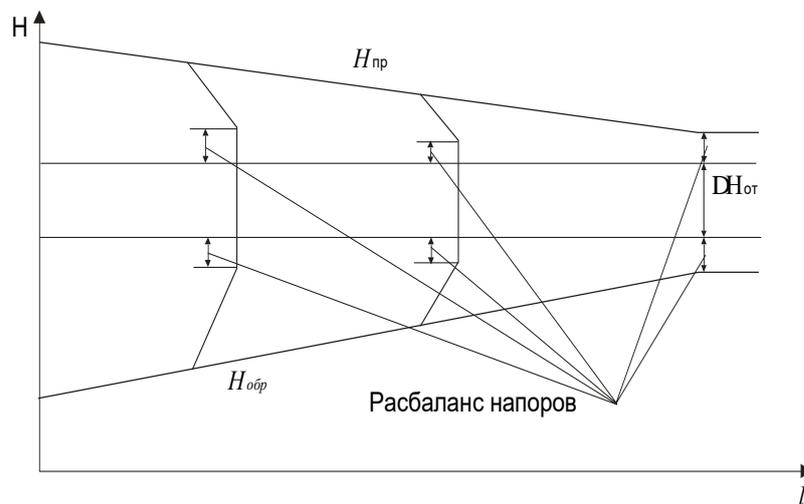


Рис.2.60. Пьезометрический график

Расбаланс напоров на абонентских вводах гасится шайбами или диафрагмами.

На всех абонентских вводах должны быть обеспечены условия:  $H_{пр} = idem$ ,  $H_{обр} = idem$ ,  $H_{аб} = idem$ . Степень изменения расхода воды у всех потребителей будет одинакова, если:

$$\left( \frac{Q_{г\text{ в с}}}{Q'_o} \right)_{потр.} = \left( \frac{Q_{г\text{ в с}}}{Q'_o} \right)_{рай.} \quad (112)$$

Если равенство не соблюдается, то требуется местная подрегулировка у этого потребителя.

Качественно – количественное регулирование нагрузки может выполняться:

1. с заданным напором на станции;
2. с искусственным изменением расхода воды в сети.

Разновидностью качественно-количественного регулирования является ступенчатое регулирование.

### 3. Оборудование систем теплогазоснабжения

Основное оборудование тепловых пунктов было рассмотрено в гл. 2.16. В этом разделе будут рассмотрены источники теплоты и насосы.

Источники теплоты (теплогенерирующие установки) для систем теплоснабжения — это комплекс технических устройств и агрегатов, предназначенных для выработки энергоносителя заданных параметров (водяного пара или горячей воды) за счет сжигания топлива, подготовки энергоносителя с параметрами, соответствующими требованиям потребителя, а также подачи его в систему теплоснабжения.

Технологическую структуру теплогенерирующих установок можно представить, как несколько условно замкнутых циклов, отражающих основные технологические процессы и функциональные группы оборудования. Рассмотрим структурную схему на примере теплогенерирующей установки с паровыми котлами на твердом топливе, вырабатывающей тепловую энергию для технологических и коммунально-бытовых нужд.

На схеме (рис. 3.1) процессы преобразования и использования рабочих тел условно сгруппированы в шесть циклов.

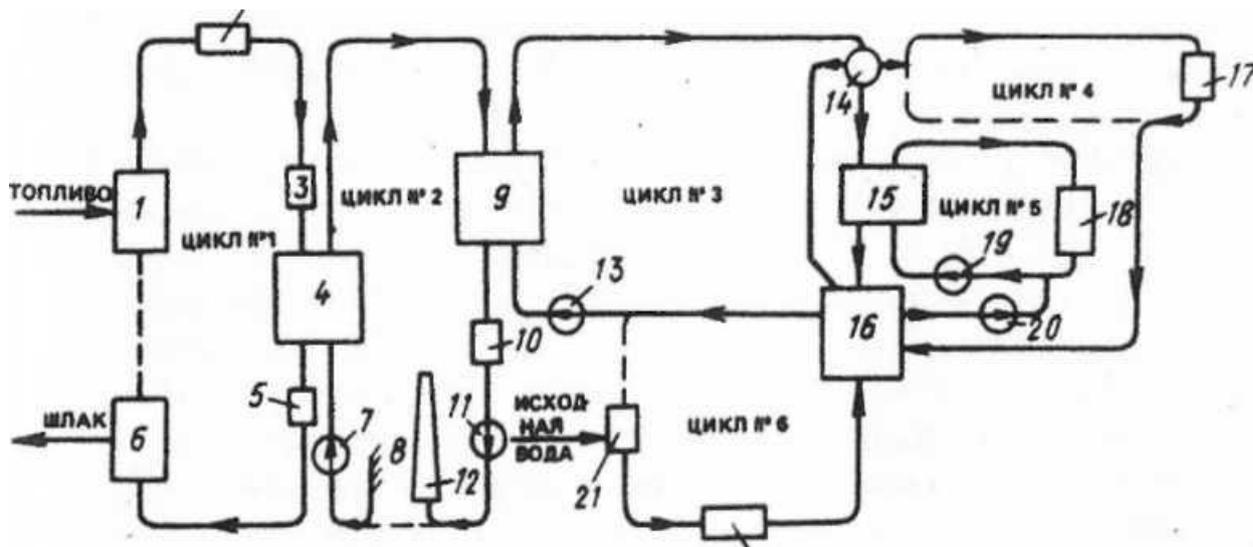


Рис. 3.1. Технологическая структурная схема производственно-отопительной теплогенерирующей установки.

**Цикл № 1** (топливно-шлаковый) включает комплекс оборудования для приемки, складирования, подготовки, подачи и сжигания топлива, а также системы сбора и удаления шлаков. В состав цикла включаются: топливный склад 1 с устройствами для приема и хранения топлива, группа оборудования топливоподготовки и топливоподдачи 2, питательные устройства 3, обеспечивающие дозированную подачу топлива в топку котельного агрегата 4, группа оборудования системы золошлакоудаления 5 и шлаковый отвал 6.

**Цикл №2** (воздушно-газовый) обеспечивает подачу воздуха на горение, перемещение высокотемпературных газообразных продуктов сгорания топлива по газовому тракту котельного агрегата и удаление их в атмосферу. В состав цикла включаются: воздухозаборные устройства 8, дутьевой вентилятор 7 для подачи воздуха на горение в топку 4 котельного агрегата 9, устройство очистки газообразных продуктов сгорания от вредных выбросов 10, дымосос 11 и дымовая труба 12.

**Цикл № 3** (пароводяной) — замкнутый цикл питания парового котла, получения пара в котельном агрегате за счет охлаждения дымовых газов, распределения пара по группам потребляющего оборудования.

В состав цикла входят: котельный агрегат 9, парораспределительный коллектор 14, от которого пар направляется на собственные нужды, к технологическим потребителям и на пароводяные подогреватели 15 сетевой воды для коммунально-бытовых нужд, деаэрационная установка конденсата 16 (поступающего от подогревателя 15, технологических потребителей 17) и питательные насосы 13 для подачи воды в котельный агрегат.

**Цикл № 4** (технологического потребления) — обеспечивает транспорт пара к технологическим потребителям 17 от парораспределительного коллектора 14 цикла № 3 и возврат конденсата от технологических потребителей пара после его деаэрации 16 в цикл № 3.

**Цикл № 5** (теплоснабжения) — полностью замкнутый цикл получения горячей воды для нужд отопления, вентиляции и горячего водоснабжения в

пароводяном подогревателе 15, её транспортирования по тепловым сетям к потребителям 18 и возврата обратной воды по тепловым сетям за счет работы циркуляционных насосов 19. Компенсация потерь в тепловых сетях обеспечивается подпиточным насосом 20 из деаэратора 16.

**Цикл №6** (подготовки питательной и подпиточной воды) — предназначен для восполнения потерь теплоносителя в циклах № 3, 4, 5. В состав оборудования этого цикла включаются водозаборные устройства 21, установки химводообработки 22 и деаэрации 16. В деаэраторе 16 осуществляется удаление коррозионно-активных газов из химобработанной воды и из всего возвращаемого в теплогенерирующую установку конденсата. Деаэрированная вода подается насосами 13 для питания котлов, а насосами 20 — на подпитку тепловых сетей.

### **3.1. Классификация теплогенерирующих установок**

Теплогенерирующие установки подразделяются на районные, квартальные, групповые и установки предприятий.

**Районные теплогенерирующие установки** (районные тепловые станции) используются для теплоснабжения всех потребителей района жилой застройки или промышленной зоны.

**Квартальные и групповые теплогенерирующие установки** предназначены для теплоснабжения одного или нескольких кварталов, группы жилых домов, общественных зданий. Эти установки являются, как правило, отопительными.

**Теплогенерирующая установка предприятия** предназначена для теплоснабжения этого предприятия или группы предприятий (на основе кооперирования) и примыкающего жилого фонда.

**По характеру тепловых нагрузок** потребителей теплогенерирующие установки подразделяются на:

1. производственные, предназначенные для теплоснабжения технологических потребителей предприятий;

2. производственно-отопительные, служащие для теплоснабжения технологических потребителей предприятий, а также обеспечивающие тепловые нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения промышленных, общественных и жилых зданий и сооружений;

3. отопительные, предназначенные только для обеспечения отопления, вентиляции и горячего водоснабжения коммунально-бытовых потребителей.

Теплогенерирующие установки классифицируются только по технологическим признакам:

1. **по типу котельных агрегатов**, которые являются основным оборудованием теплогенерирующих установок (паровые, водогрейные, пароводогрейные);

2. **по виду энергоносителя и схеме его подачи потребителю** (отпускающие пар с возвратом или без возврата конденсата, горячую воду по закрытой или открытой схеме теплоснабжения, пар и горячую воду по перечисленным схемам в различных сочетаниях);

3. **по виду сжигаемого топлива** (на твердом топливе, газе, жидком топливе).

**По мощности** теплогенерирующие установки можно условно разделить на следующие группы: автономные теплогенераторы поквартирных систем (до 30 кВт), малой (до 23,3 МВт), средней (23,3-116 МВт) и большой (116-700 МВт) мощности. Теплогенерирующие установки мощностью 350 МВт и выше называются **тепловыми станциями**.

Производственные теплогенерирующие установки проектируются на базе технологических нагрузок по пару или пару и горячей воде с учётом возврата от технологического оборудования определенного количества конденсата. Если имеется технологическая нагрузка по горячей воде, то в состав теплогенерирующей установки

включается водонагревательная установка для получения горячей воды требуемых параметров.

При тепловой мощности производственных теплогенерирующих установок до 58 МВт они проектируются с паровыми котельными агрегатами низкого ( $p = 1,4$  МПа) или среднего ( $p = 2,4—4,0$  МПа) давления.

При больших технологических нагрузках по горячей воде производственные теплогенерирующие установки могут включать как паровые, так и водогрейные котельные агрегаты.

Производственно-отопительные теплогенерирующие установки проектируются исходя из технологических и отопительных нагрузок. Потребителю производится отпуск пара или пара и горячей воды на технологические нужды и горячей воды для покрытия нагрузок отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Производственно-отопительные теплогенерирующие установки оснащаются, как правило, паровыми котлами и водонагревательными установками. При больших нагрузках по горячей воде в состав теплогенерирующей установки могут включаться паровые котлы, вырабатывающие пар на технологические нужды, и водогрейные котлы, нагревающие воду для технологических нужд и целей теплоснабжения коммунально-бытовых потребителей. При установке паровых котлов горячая вода для технологических нужд готовится в отдельной водонагревательной установке, работающей по температурному графику, заданному технологическим режимом. Горячая вода для отопительных целей готовится также в отдельной водонагревательной установке, которая работает по отопительному температурному графику.

Производственно-отопительные теплогенерирующие установки оснащаются паровыми котельными агрегатами низкого ( $p = 1,4$  МПа) и среднего ( $p = 2,4—4,0$  МПа) давления. При необходимости в состав теплогенерирующей установки могут включаться водогрейные котлы, работающие по самостоятельному контуру.

Отопительные теплогенерирующие установки проектируются исходя из тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. Температура

воды в подающем трубопроводе изменяется в интервале 150—70°С для систем отопления и вентиляции и 65—75°С для систем горячего водоснабжения.

В отопительных теплогенерирующих установках используются паровые котельные агрегаты низкого давления или водогрейные котлы. Теплогенерирующие установки с паровыми котельными агрегатами включают водонагревательную установку для подготовки сетевой воды; при использовании водогрейных котельных агрегатов они присоединяются непосредственно к тепловым сетям.

Для открытой системы теплоснабжения в состав водогрейной теплогенерирующей установки включаются дополнительные элементы: баки-аккумуляторы для создания запаса воды на горячее водоснабжение в часы максимального ее расходования потребителем, перекачивающие насосы, насосы для подачи горячей воды потребителю и др.

Для четырехтрубных водяных систем теплоснабжения в состав паровой теплогенерирующей установки включаются две водонагревательные установки, одна из которых предназначена для подогрева воды для системы отопления и вентиляции, а другая — для подогрева воды системы горячего водоснабжения.

### **3.2. Определение рабочей тепловой мощности теплогенерирующей установки**

Рабочая тепловая мощность теплогенерирующей установки — сумма максимальной мощности, подаваемой в тепловую сеть потребителям по всем видам энергоносителя (пару и горячей воде), и мощности, расходуемой установкой для выработки энергоносителя, т.е. мощности на собственные нужды  $Q_{с.н}$  и потерь мощности  $\Delta Q$ .

В общем случае:

$$Q_{мз\gamma} = Q_{o.в} + Q_{mex} + Q_{г.в} + Q_{с.н} + \Delta Q \quad (3.1)$$

Сумма ( $Q_{об} + Q_{тех} + Q_{гв}$ ) называется **тепловой мощностью** теплогенерирующей установки. Она определяется в зависимости от типа системы теплоснабжения и типа теплогенерирующей установки. Обычно  $Q_{об}$ ,  $Q_{гв}$ ,  $Q_{тех}$  задаются в исходных данных на проектирование теплогенерирующих установок.

Тепловая мощность отопительной теплогенерирующей установки для закрытой системы теплоснабжения определяется как:

$$Q_{к} = Q_{о.г} + Q_{г.г}^{\max} \quad (3.2)$$

Если отопительная теплогенерирующая установка присоединяется к открытой системе теплоснабжения, то ее тепловая мощность определяется по формуле:

$$Q_{к} = Q_{о.г} + Q_{г.г} \quad (3.3)$$

В формулах (3.1) и (3.3) приняты обозначения:  $Q_{к}$  — тепловая мощность на горячее водоснабжение теплогенерирующей установки, МВт;  $Q_{о.г}$  — тепловая мощность на отопление и вентиляцию при максимально-зимнем режиме, МВт;  $Q_{г.г}$  — среднечасовая за отопительный;  $Q_{г.г}^{\max}$  — максимально-часовая мощность на горячее водоснабжение, МВт.

Тепловая мощность производственно-отопительной теплогенерирующей установки складывается из мощностей на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение и мощности на технологические нужды:

$$Q_{к} = Q_{о.г} + Q_{г.г} + Q_{тех} \quad (3.4)$$

Тепловая мощность  $Q_{гв}$  задается в зависимости от типа системы теплоснабжения (открытой или закрытой).

Тепловая мощность, потребляемая теплогенерирующей установкой на собственные нужды, зависит от ее типа и вида топлива, сжигаемого в топках котельных агрегатов, а также от типа системы теплоснабжения. Она расходуется на подогрев воды перед установкой для ее химической очистки, деаэрацию воды, подогрев мазута (при использовании этого вида топлива) и др.

Ниже приводятся формулы для ориентировочного определения рабочей тепловой мощности теплогенерирующих установок различных типов.

Для отопительных теплогенерирующих установок с водогрейными котлами рабочая тепловая мощность определяется по формуле:

$$Q_{\kappa}^{\text{с}} = A Q_{\text{о.с}} + B Q_{\text{г.с}}, \quad (3.5)$$

где значения коэффициентов А и Б приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1.

Значения коэффициентов А, Б, В для определения тепловой рабочей мощности ТГУ

Тип теплогенерирующей установки	Система теплоснабжения	Тип котла	Топливо	А	Б	В
Отопительная	Закрытая	Водогрейный	Мазут	1,0526	1,0526	-
			Твердое топливо, газ	1,018	1,018	-
	Открытая в (Q <sub>г.в</sub> =0,2 Q <sub>вк</sub> )	Водогрейный	Мазут	1,519	1,182	-
			Твердое топливо, газ	1,0172	1,182	-
Производственно-отопительная	Закрытая (Q <sub>г.в</sub> ≤0,2 Q <sub>к</sub> )	Паровой	Мазут	1,273	0,00168	-
			Твердое топливо, газ	1,217	0,00168	-
	Закрытая	Паровой	Мазут	0,4375	0,4375	1,0184

	( $Q_{г.в} > 0,2 Q_K$ )		Твердое топливо, газ	0,4231	0,4231	0,9736
	Открытая ( $Q_{г.в} > 0,2 Q_K$ )	Паровой	Мазут	0,4372	0,4912	1,0184
			Твердое топливо, газ	0,4227	0,4912	0,9736

Для производственно-отопительных теплогенерирующих установок с паровыми котлами низкого давления ( $p = 1,4$  МПа) и отпуском теплоты по закрытой схеме на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в размере 20% тепловой мощности теплогенерирующей установки рабочая паропроизводительность  $D_K$  определяется по формуле:

$$D_k = AD_n - Bt_k G_k = D_n (A - Bt_k \mu), \quad (3.6)$$

где  $D_n$  — расход пара на технологические нужды, кг/с;  $G_k$  — возврат конденсата от потребителя, кг/с;  $\mu$  — доля возврата конденсата (по заданию);  $t_k$  — температура возвращаемого конденсата, °С.

При нагрузке на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение более 20 % тепловой мощности, рабочая паропроизводительность производственно-отопительной теплогенерирующей установки может быть определена по формуле:

$$D_k = AQ_{o.г} + BQ_{z.г} + D_m (B - 0,00134 \mu t_k) \quad (3.7)$$

Коэффициенты А, Б и В в формулах (3.5)—(3.7), приведённые в табл. 3.1, учитывают затраты мощности на собственные нужды и потери в ТГУ.

### 3.3. Выбор типа и мощности котельных агрегатов

Число работающих котельных агрегатов по режимам отопительного периода зависит от требуемой тепловой мощности теплогенерирующей установки, необходимой для покрытия тепловых нагрузок отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и технологического потребления.

Тепловая мощность на горячее водоснабжение и технологические нужды (если нет сезонного изменения  $Q_{\text{ТЕХ}}$ ) в течение года остается приблизительно постоянной. Тепловая мощность на отопление и вентиляцию, расходуемая только в течение отопительного периода, является переменной величиной.

Экономичность работы котельного агрегата зависит от его нагрузки ( $Q$  или  $D$ ). Максимальная экономичность его работы достигается при номинальной (проектной) нагрузке. Поэтому мощность и количество котельных агрегатов необходимо выбирать таким образом, чтобы в различных режимах отопительного периода они имели нагрузки, приближающиеся к номинальным.

Число котельных агрегатов, находящихся в рабочем состоянии, определяется по относительной величине допустимого снижения тепловой мощности теплогенерирующей установки в режиме наиболее холодного месяца отопительного периода при выходе из строя одного из котельных агрегатов:

$$\alpha = Q_{\text{н.х.м}} / Q_{\text{м.р}} \quad (3.8)$$

где  $Q_{\text{н.х.м}}$  — допустимое снижение тепловой мощности теплогенерирующей установки, равное ее минимально допустимой мощности в режиме наиболее холодного месяца, МВт;  $Q_{\text{м.р}}$  — максимальная (расчётная) тепловая мощность теплогенерирующей установки, МВт.

Максимальная (расчётная) рабочая тепловая мощность равна  $Q_{\text{м.р}} = zQ_{\text{к}}$ . Тогда число устанавливаемых котельных агрегатов определяется из равенства ( $z$  — 1)  $Q_{\text{к.а}} = Q_{\text{н.х.м}}$ , где  $z$  — количество котельных агрегатов;  $Q_{\text{к.а}}$  — единичная тепловая мощность котельного агрегата, МВт.

Резервные котельные агрегаты устанавливают только при особых требованиях к надежности теплоснабжения потребителей.

В паровых и водогрейных теплогенерирующих установках, как правило, устанавливают три-четыре котельных агрегата, что соответствует  $\alpha = 0,67$  и  $\alpha = 0,75$ . В ТГУ следует устанавливать однотипные котельные агрегаты одинаковой тепловой мощности.

Технико-экономическое обоснование применения в производственно-отопительных теплогенерирующих установках паровых и водогрейных агрегатов показало, что при общей тепловой мощности теплогенерирующей установки менее 60 МВт рекомендуется устанавливать только паровые котлоагрегаты одинаковой тепловой мощности. Горячая вода для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения в этом случае подготавливается в пароводяных сетевых подогревателях.

В более мощных теплогенерирующих установках целесообразно устанавливать паровые котельные агрегаты (для получения пара на технологические нужды) совместно с водогрейными котлами (для получения горячей воды для коммунально-бытовых целей).

### **3.4. Паровые котельные агрегаты теплогенерирующих установок**

Паровой котельный агрегат — основной элемент паровой теплогенерирующей установки — предназначен для выработки водяного пара. В производственных и производственно-отопительных теплогенерирующих установках устанавливают паровые котлоагрегаты среднего или низкого давления, в отопительных теплогенерирующих установках — котлоагрегаты, вырабатывающие пар только низкого давления.

Основными характеристиками паровых котлоагрегатов, которыми руководствуются при выборе их типа, мощности и числа, являются производительность и параметры (давление и температура) вырабатываемого пара.

Различают номинальную и минимальную производительность, номинальные параметры пара.

**Номинальная производительность** — количество вырабатываемого пара в единицу времени, принятое при проектировании котлоагрегата, которое обеспечивается при длительной эксплуатации при сжигании основного топлива при номинальных параметрах пара и питательной воды.

**Номинальные параметры пара** — номинальные давление и температура пара, принятые при проектировании котельного агрегата.

Таблица 3.2.

Номинальные значения основных параметров паровых котлоагрегатов

Типоразмер	Производительность, кг/с (т/ч)	Абсолютное давление пара, МПа	Состояние и температура пара, К (°С)	Температура питательной воды, К (°С)			
Е-4-14	1,1 (4)	1,4	Насыщенный или перегретый, 498 (225)	373 (100)			
Е-6,5-14	1,8 (6,5)						
Е-10-14	2,8 (10)						
Е-16-14	4,4 (16)						
Е-25-14	6,9 (25)						
Е-35-14	9,7 (35,0)	-	Перегретый, 498 (225)	-			
Е-50-15	13,9 (50)						
Е-75-14	20,8 (75)						
Е-100-14	28,0 (100)	2,4	Насыщенный или перегретый, 523 (250)	373 (100)			
Е-10-24	2,8 (10)						
Е-25-24	6,9 (25)						
Е-35-24	9,7 (35)						
Е-50-24	13,9 (50)						
Е-100-24	28,0 (100)	2,4	Перегретый, 523 (250)	373 (100)			
Е-160-24	44,4 (160)						
Е-25-40	6,9 (25)				4,0	Перегретый, 713 (440)	428 (145)
Е-35-40	9,7 (35)						
Е-50-40	13,9 (50)						
Е-75-40	20,8 (75)						

**Минимальная производительность** — **наименьшая** паропроизводительность, при которой котельный агрегат может длительно работать без нарушения режимов циркуляции воды в трубах и горения топлива.

Паровые котельные агрегаты (табл. 3.2) по производительности разделяются на три группы: малой мощности — до 6,9 кг/с (25 т/ч); средней - 9,7-20,8 кг/с (35-75 т/ч), большой - 27,8-44,4 кг/с (100-160 т/ч).

По давлению вырабатываемого пара котлоагрегаты объединяются в группы: с давлением пара 1,4—2,4 МПа — низкого давления, 4,0 МПа — среднего давления.

К паровым котельным агрегатам низкого давления и малой мощности относятся котлоагрегаты ДКВР, КЕ и ДЕ. Общие конструктивные признаки этих котлоагрегатов — естественная циркуляция воды, наличие двух барабанов (верхнего и нижнего), вертикальное расположение труб, в которых происходит парообразование.

Новые специализированные паровые котельные агрегаты КЕ и ДЕ низкого давления имеют производительность 0,69—6,9 кг/с (2,5—25 т/ч). Котлоагрегаты серии КЕ предназначены для сжигания твердого топлива в неподвижном слое на движущейся колосниковой решетке. Загрузка топлива и удаление шлака механизированы.

**Котлоагрегаты КЕ-2,5-14С, КЕ-4-14С** (табл. 3.3) предназначены для выработки только насыщенного пара давлением 1,4 МПа. Котлоагрегаты КЕ остальных типоразмеров предназначены для выработки насыщенного пара как при давлении 1,4, так и 2,4 МПа, а также перегретого пара с температурой 498 К (225°С) при  $p = 1,4$  МПа и 523 К (250 °С) при  $p = 2,4$  МПа.

**Котлоагрегаты серии ДЕ** (табл. 3.4) предназначены для сжигания жидкого или газообразного топлива. Котлоагрегаты ДЕ всех типоразмеров могут вырабатывать перегретый пар с температурой 498 К (225 °С) при давлении  $p = 1,4$  МПа, а при  $p = 2,4$  МПа (за исключением ДЕ-4ГМ и ДЕ-6,5ГМ) - перегретый пар с температурой 523 К (250°С).

**Котельные агрегаты типа ДКВР** оборудуются топками для сжигания твердого, жидкого и газообразного топлива. Твердое топливо сжигается в

неподвижном слое на подвижной или неподвижной колосниковой решетке. Загрузка топлива, шлакоудаление осуществляются механически. По рекомендации завода-изготовителя котлоагрегаты ДКВР могут эксплуатироваться при повышенной сверх номинальной паропроизводительности (табл. 3.5).

Минимальная производительность котлоагрегатов ДКВР при избыточном давлении 1,3 МПа допускается не ниже 25% номинальной при работе на твердом топливе, при работе на жидком или газообразном топливе — не ниже 30% минимальной.

Таблица 3.3

Основные расчётные характеристики котельных агрегатов КЕ-14С

Характеристика	КЕ-2,5-14С	КЕ-4-14С	КЕ-6,5-14С	КЕ-10-14С	КЕ-25-14С
Производительность*, кг/с (т/ч)	0,69 (2,5)	1,1 (4,0)	1,8 (6,5)	2,8 (10)	6,9 (25)
Давление пара **, МПа	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Температура пара, °С	194	194	194/225	194/225	194/225
КПД (при сжигании каменных углей), %	81-83	81-83	81-83	81-83	87
Площадь поверхности нагрева, м <sup>2</sup> : радиационная/ конвективная	19,0/62	20,5/94	24,8/149	30,3/214	92,1/418
Тип топочного устройства	ЭП-РПК-2-1800/1525	ТЛЗМ-1870/2400	ТЛЗМ-2700/3000	ТЛЗМ-2700/3000	ТЧЗ-2700/5600
Площадь зеркала горения, м <sup>2</sup>	2,75	3,3	4,4	6,4	13,4
Диаметр экранных и капиллярных труб, мм	51x2,5				
Площадь поверхности нагрева экономайзера (ВТИ), м <sup>2</sup>	94	142	236	330	808
Масса и объём заводской поставки, т	9,82	11,34	13,95	16,99	37,37

\* Котлы серии КЕ обеспечивают устойчивую работу в диапазоне от 25 до 100 % номинальной производительности.

\*\* Котлы КЕ-25-24Р (КЕ-25-24С) могут работать при давлении пара 1,8-2,4 МПа.

## Основные расчётные характеристики котельных агрегатов ДЕ-14ГМ

Характеристика	ДЕ-4-14-ГМ		ДЕ-6,5-14ГМ		ДЕ-10-14ГМ		ДЕ-16-14ГМ		ДЕ-25-14ГМ	
	газ	мазут								
Паропроизводительность, кг/с (т/ч)	1,15 (4,14)		1,87 (6,73)		2,88(10,35)		4,6 (16,56)		7,47(26,88)	
Давление пара*, МПа	1,37		1,37		1,37		1,37		1,37	
Коэффициент избытка воздуха	1,05	1,1	1,05	1,1	1,05	1,1	1,05	1,1	1,05	1,1
КПД котельного агрегата, %	90,31	88,68	90,96	89,32	92,15	90,85	91,76	90,07	92,79	91,35
Объём топочной камеры, м <sup>3</sup>	8,01		11,2		17,14		22,5		29,0	
Площадь поверхности нагрева, м <sup>2</sup> : радиационной конвективной	21,81		27,93		38,96		48,13		60,46	
	48,51		68,04		117,69		156,0		212,4	
Полная площадь поверхности стен топки, м <sup>2</sup>	23,8		29,97		41,47		51,84		64,22	
Площадь поверхности нагрева экономайзера (ВТИ), м <sup>2</sup>	94,4		141,8		236,0		330,4		808,2	
Температура газов за экономайзером, °С	156	192	155	191	143	172	157	194	140	172
Тип топочного устройства (горелки)	ГМ-2,5		ГМ-4,5		ГМ-7		ГМ-10		ГПМ-16	
Масса в объёме заводской поставки, т	8,0		9,6		13,2		18,2		24,4	
Суммарное аэродинамическое сопротивление газоходов котельного агрегата, Па	495		923		1570		1700,8		2753,3	

\* Пар насыщенный ( $t_H=194\text{ °C}$ ) или слабоперегретый ( $t_{II}=225\text{ °C}$ ).

## Основные расчётные характеристики котельных агрегатов ДКВР

Характеристика	ДКВР-2,5-13		ДКВР-4-13		ДКВР-6,5-13		ДКВР-10-13		ДКВР-20-13	
	тв	газ, мазут	тв	газ, мазут	тв	газ, мазут	тв	газ, мазут	тв	газ, мазут
Максимальная производительность, кг/с (т/ч)	0,7 (2,6)	1,0 (2,6)	1,3(4,6)	1,67 (6,0)	2,1 (7,5)	2,7 (9,7)	3,2 (11,5)	4,2 (15,0)	5,8 (21,0)	7,8 (26,0)
Давление пара, МПа	1,37		1,37		1,37		1,37		1,37	
КПД котельного агрегата, %	80,7- 83,7	88,8- 90,2	80,4- 84,3	88,5- 90,6	81,5- 85,2	89,0- 91,2	85- 86,8	88,8- 91,3	84,4- 86,4	89,5- 91,8
Тип топочного устройства	ПМЗ- РПК	Горелки ГМГ	ПМЗ- РПК	Горелки ГМГ	ПМЗ- РПК	Горелки ГМГ	ПМЗ- ЛЦР ПМЗ- ЧЦР	Горелки ГМГ	ПМЗ- ЛЦР ПМЗ- ЧЦР	Горелки ГМГ
Площадь зеркала горения, м <sup>2</sup>	2,75	-	3,84	-	6,34	-	9,1	-	13,4	-
Площадь поверхности нагрева, м <sup>2</sup> : радиационной конвективной	1,67		21		27		37		59,7	
	58		99		171		227		301	
Площадь поверхности нагрева экономайзера (ВТИ), м <sup>2</sup>	94		142		236		330		808	
Масса в объёме заводской поставки, т	7,1		9,0		12,5		15,6		27,4	
Диаметр экранных и кипяточных труб, мм	51x2,5									

## 3.5. Водогрейные котельные агрегаты теплогенерирующих установок

В отопительных теплогенерирующих установках, как правило, устанавливают водогрейные котельные агрегаты для получения высокотемпературной воды. При разработке конструкций водогрейных котельных агрегатов серии КВ за основу принят температурный график работы системы теплоснабжения 423-343 К (150-70°С).

Стальные водогрейные котлы имеют следующую маркировку: **КВ-ГМ** (КВ — котел водогрейный, ГМ — газомазутный); **КВ-ТС** (котел водогрейный, Т — на твердом топливе, С — слоевое сжигание); **КВ-ТК** (котел водогрейный, Т — на твердом топливе, К — камерное сжигание); цифры после буквенных обозначений указывают мощность водогрейного котла, Гкал/ч.

Водогрейные котельные агрегаты подразделяются по тепловой мощности на три группы: до 11,6 МВт (10 Гкал/ч) — котлоагрегаты малой мощности; 23,2 и 34,8 МВт

(20 и 30 Гкал/ч) - средней; 58,116 и 209 МВт (50,100 и 180 Гкал/ч) — большой мощности.

Конструкция стальных водогрейных котлов серии КВ — безбаранная с прямоточным движением воды и принудительной циркуляцией. В котлах малой и средней мощности (4—34,8 МВт) поверхности нагрева komponуются по горизонтальной схеме, в котлах большой мощности 58 и 116 МВт использована П-образная компоновка; при мощности 209 МВт - Т-образная.

**Водогрейные котлы серии КВ** выпускаются с топками для сжигания твердого или жидкого и газообразного топлива.

В котельных агрегатах **КВ-ГМ**, предназначенных для сжигания газообразного и жидкого топлива, устанавливают ротационные газомазутные горелки РГМГ (кроме КВ-ГМ-180) соответствующей производительности (табл. 3.6).

В котлах **КВ-ТС**, предназначенных для сжигания твердого топлива в слое, применены топки с пневматическими забрасывателями (ПМЗ) и цепными решетками обратного хода типа ТЛЗ; они оборудованы системой возврата уноса угольной мелочи и острым дутьем.

В топках котлов **КВ-ТС** (табл. 3.7) не рекомендуется сжигать высокозольные высоковлажные бурые угли с теплотой сгорания меньше 11,7 МДж/кг (2800 ккал/кг), горючие сланцы, торф и твердое топливо с высоким содержанием серы. При сжигании высоковлажных бурых углей рекомендуется устанавливать воздухоподогреватели. Котельные агрегаты **КВ-ТСВ** оборудуются воздухоподогревателем, обеспечивающим подогрев воздуха до 200—220°С.

В котлах со слоевыми топками отсутствует подовый экран, имеющийся в газомазутных котлах. Экранные поверхности нагрева котлов серии КВ выполнены из труб диаметром 60х3 мм, а конвективные поверхности — из труб диаметром 28х3 мм.

## Основные расчётные характеристики водогрейных котлов серии КВ-ГМ

Характеристика	КВ-ГМ-4	КВ-ГМ-6,5	КВ-ГМ-10	КВ-ГМ-20	КВ-ГМ-30	КВ-ГМ-50	КВ-ГМ-100
Тепловая мощность котла, МВт (Гкал/ч)	4,6 (4)	7,5 (6,5)	11,6 (10)	23,2 (20)	35 (30)	58(50)	116 (100)
Рабочее давление воды, МПа	1,0-2,45						
Температура воды, °С: на входе в котел/ на выходе из котла	70/ 150						
Температура уходящих газов, °С, при сжигании: газа/ мазута	150/ 245	153/ 245	185/ 230	190/ 242	160/ 250	140/ 180	140/ 180
КПД при номинальной нагрузке, %, при сжигании: газа мазута	90,5	91,1	91,9	91,9	91,2	92,5	92,5
	86,35	87,0	88,4	88,0	87,7	91,1	91,3
Аэродинамическое сопротивление газового тракта, Па, при сжигании: газа/ мазута	221/258	229/261	460/460	600/600	670/670	1000/1000	1200/1200
Гидравлическое сопротивление котла, МПа	0,119	0,120	0,15	0,23	0,19	Основной режим	
						0,133	0,165
Расход топлива: газа, м <sup>3</sup> /ч	515	830	1260	2520	3680	6260	12520
мазута кг/ч	500	800	1200	2450	3490	5750	11500
Расход воды через котел, т/ч	49,5	80	123,5	247	370	Основной режим	
						618	1235
Площадь поверхности нагрева, м <sup>2</sup> : радиационной	38,6	48,9	53,6	106,6	126,9	245	325
	88,7	150,4	221,5	406,5	592,6	1223	2385

Основные расчётные характеристики водогрейных котлов серии КВ-ТС

Характеристика	КВ-ТС-4	КВ-ТС-6,5	КВ-ТС-10	КВ-ТСВ-10	КВ-ТС-20	КВ-ТСВ-20	КВ-ТС-30
Тепловая мощность котла, МВт (Гкал/ч)	4,6 (4)	8,5 (6,5)	11,6 (10)	11,6 (10)	23,2 (20)	23,2 (20)	36 (30)
Рабочее давление воды, МПа	1,0-2,45						
Температура воды, °С: на входе в котел/ на выходе из котла	70/ 150						
КПД брутто, %, при сжигании угля: каменного марки Д	81,9	82,2	80,9	-	80,66	-	80,6
бурого марки Б2	81,1	82,1	-	82,8	-	82,5	-
Температура уходящих газов, °С	225	225	220	205	230	218	235
Аэродинамическое сопротивление газового тракта, Па	360-440		670	1000	870	1060	960
Гидравлическое сопротивление котла, МПа	0,1	0,11	0,12	0,11	0,21	0,19	0,15
Расход воды через котел, т/ч	49,5	80	123,5	123,5	247	247	370
Расход топлива, кг/ч: каменного угля марки Д	875	1420	2160	-	4320	-	6480
бурого угля марки Б2	1280	2060	-	3140	-	6290	-
Площадь поверхности нагрева, м <sup>2</sup> : радиационной конвективной (включая флестон) воздухоподогревателя	38,66	48,9	55,9	55,9	82,8	82,8	-
	88,7	150,4	229	229	417	417	-
	-	-	-	365	-	728	-

### 3.6. Основные типы насосов, используемые в системах ТГС

В системах ТГС широко используются следующие типы насосов:

1. циркуляционные;
2. консольные.

По своей конструкции насосы, как правило, являются центробежными.

### 3.6.1. Циркуляционные насосы

Предназначены для циркуляции холодной и горячей воды в:

- системах отопления;
- горячего водоснабжения;
- в системах охлаждения и кондиционирования воздуха.

Описание и область применения дана в соответствии с каталожными данными компании GRUNDFOS.



Рис. 3.2. Циркуляционный насос Grundfos UPS серии 100

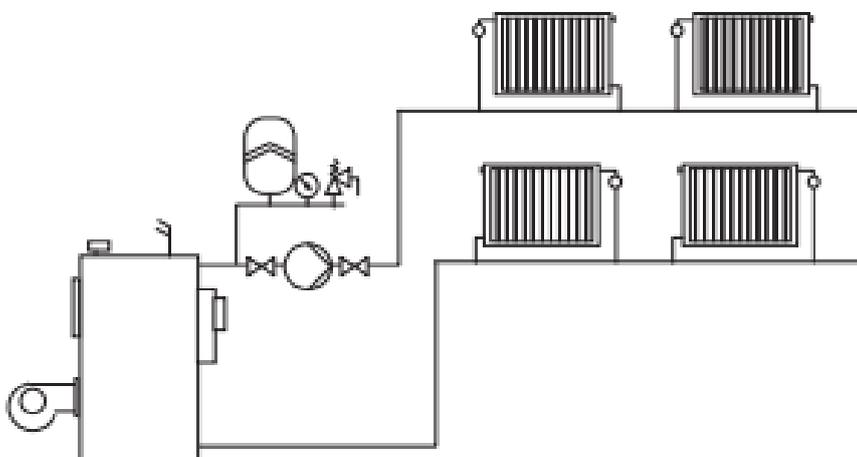
Циркуляционные насосы серии 100 фирмы GRUNDFOS предназначены специально для работы в системах отопления. Насосы также применяются для

циркуляции в системах горячего водоснабжения, а также в системах охлаждения и кондиционирования воздуха.

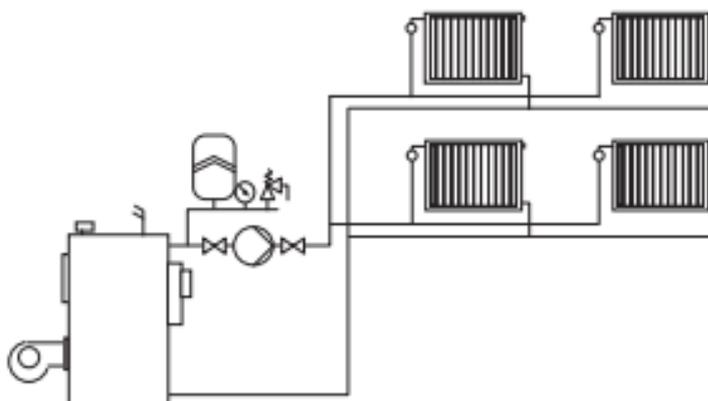
*В системах отопления:*

Насосы UPS используются для различных систем отопления. UPS имеют три скорости вращения вала.

Насосы применяются главным образом для одно- или двухтрубных систем отопления, но могут также использоваться в смесительных контурах крупных систем.



*Рис. 3.3. Пример однотрубной системы отопления*



*Рис. 3.4. Пример двухтрубной системы отопления*

Для систем теплых полов рекомендуется применять UPS N в исполнении из нержавеющей стали, поскольку перекачиваемая жидкость часто содержит большое количество воздуха, что вызывает коррозию чугунного корпуса.

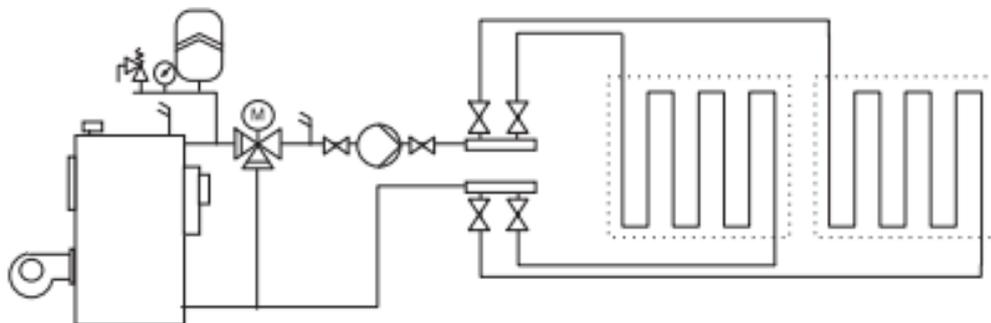


Рис. 3.5. Пример использования насоса в системе «Тёплый пол»

*В системах горячего водоснабжения:*

Для циркуляции в небольших системах горячего водоснабжения применяются насосы модели UPS N с корпусом из нержавеющей стали.

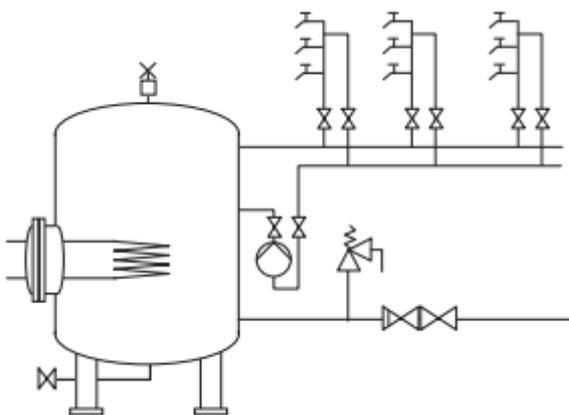


Рис. 3.6. Пример использования циркуляционного насоса в системе горячего водоснабжения

Стандартные насосы UPS xx-100 применяются в системах с диапазоном значений температуры теплоносителя (хладагента):  $-25...+110$  °С.

То есть эти насосы пригодны для циркуляции как холодного, так и горячего теплоносителя.

При использовании теплоносителей на основе гликолей необходим пересчёт параметров из-за повышенных значений плотности и гидравлической вязкости.

### ***Конструкция***

Насосы UPS являются насосами с ротором, изолированным от статора герметичной гильзой, т. е. насос и электродвигатель образуют единый узел без уплотнений вала, в котором применяются всего лишь две уплотнительные прокладки.

Подшипники ротора смазываются перекачиваемой жидкостью.

Особенности циркуляционных насосов серии UPS 100:

- 1) вал и радиальные подшипники из керамики;
- 2) графитовый упорный подшипник;
- 3) защитная гильза ротора и подшипниковая пластина из нержавеющей стали;
- 4) рабочее колесо из композита;
- 5) корпус насоса из чугуна или нержавеющей стали (UPS 32–100 N).

Кинематическая вязкость воды составляет  $1 \text{ мм}^2/\text{с}$  ( $1 \text{ сСт}$ ) при  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ . Если циркуляционный насос применяется для перекачивания жидкости с более высоким значением вязкости, то его гидравлические характеристики понижаются.

Пример: концентрация 50 % гликоля при  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  повысит вязкость водного раствора примерно до  $10 \text{ мм}^2/\text{с}$  ( $10 \text{ сСт}$ ), что вызовет снижение гидравлической характеристики насоса примерно на 15 %.

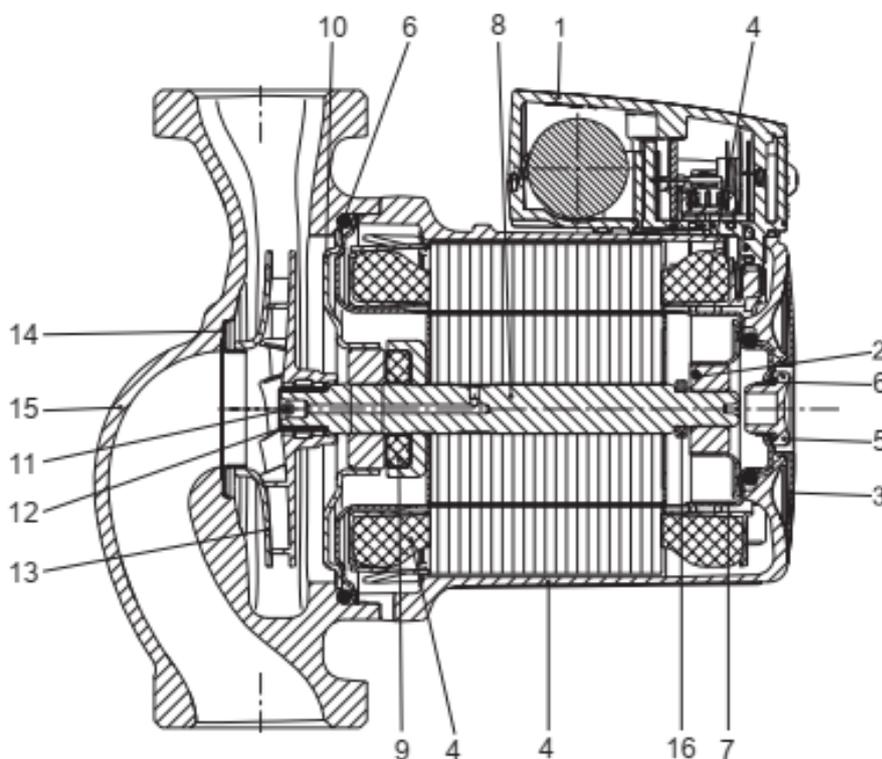
При выборе насоса необходимо учитывать кинематическую вязкость и плотность перекачиваемой жидкости, температуру окружающей среды и перекачиваемой жидкости.

Температура перекачиваемой жидкости: от - 25 до +110. °С.

Температура окружающей среды: от 0 до +40 °С.

Температура окружающей среды для стандартных исполнений насосов, с допустимой температурой перекачиваемой жидкости от +2 °С, должна быть всегда ниже, чем температура жидкости, так как в противном случае в корпусе статора может образовываться конденсат.

Чтобы исключить кавитационные шумы и повреждение подшипников насоса при высокой температуре, во всасывающем патрубке насоса необходимо поддерживать минимальное давление на входе, значения которого указаны в следующей таблице каталога.



*Рис. 3.7. Конструкция циркуляционного насоса*

1 - клеммная коробка; 2 – радиальный подшипник; 3 – шильдик; 4 - корпус статора, крышка обмоток статора, обмотка статора; 5 - винт воздушного клапана; 6 – уплотнение; 7 - гильза ротора; 8- вал в сборе; 9- упорный подшипник с уплотнением; 10 - пластина подшипника; 11 - обратный клапан; 12 - усеченный конус; 13 - рабочее колесо; 14-кольцо; 15 - корпус насоса; 16 - стопорное кольцо

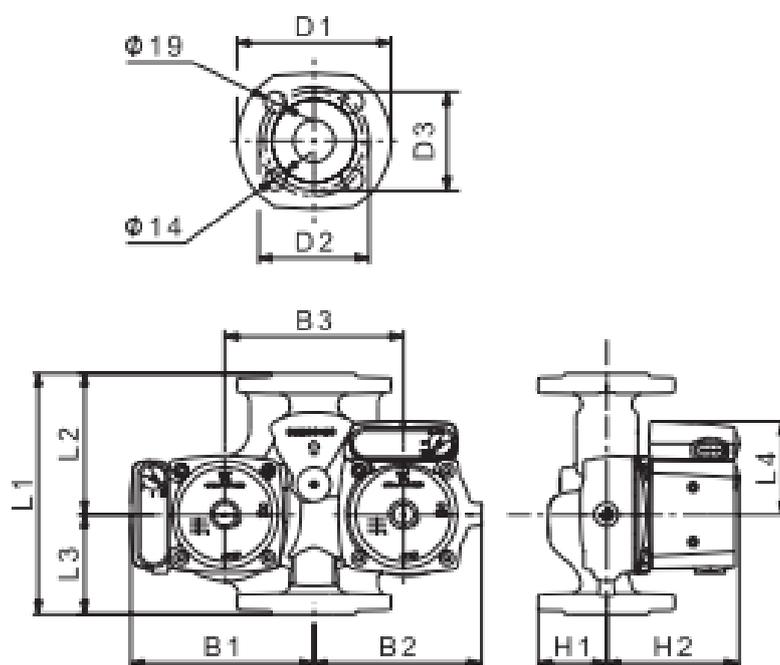
### **Монтаж**

Циркуляционный насос всегда должен устанавливаться так, чтобы вал электродвигателя находился в горизонтальном положении.

При пуске необходимо обеспечить вентиляцию защитной гильзы, для чего удаляется резьбовая пробка электродвигателя.

В течение короткого времени оставшийся воздух через полый вал вытесняется в гидросистему.

Выпускают двоянную конструкцию циркуляционных насосов.



*Рис. 3.8. Конструкция двоянного циркуляционного насоса на примере GRUNFOS UPSD*

### **Режимы работы двоянных насосов**

Попеременная работа (заводская установка). Насосы попеременно эксплуатируются в рабочем и резервном режимах. Переключение происходит каждые 24 часа. В случае отказа рабочего насоса в результате неисправности автоматически запускается резервный насос. При смене насосов они непродолжительное время работают одновременно, чтобы обеспечить низкий уровень шума в процессе переключения.

### ***Резервирование***

Насосы постоянно эксплуатируются как рабочий и резервный. В случае отказа рабочего насоса в результате неисправности автоматически запускается резервный насос по команде, поступающей через выход сигнала рабочего насоса. Последовательность переключения может меняться с целью перевода резервного насоса в рабочий режим.

### ***Раздельный одиночный режим работы***

Оба насоса эксплуатируются независимо друг от друга в одиночном режиме.

## **3.6.2. Консольные насосы**

Консольные насосы обладают значительно большей производительностью по сравнению с циркуляционными. Используются в различных условиях, требующих надёжной и энергоэффективной работы.

Рассмотрим консольные насосы на примере GRUNDFOS серий NB и NK.

Расход насосов составляет от 2 до 1 300 м<sup>3</sup>/ч, напор - от 2 до 160 м.

Насосы NB и NK имеют пять основных областей применения:

- 1) водоснабжение;
- 2) производственные системы повышения давления;
- 3) производственные системы перекачивания технологических жидкостей;
- 4) отопление и вентиляция;
- 5) орошение.

### ***Повышение давления***

Повышение давления осуществляется в следующих системах:

1. производственные системы промывки и очистки;
2. промышленные системы водяной защиты;

3. туннельные автомойки;
4. противопожарные системы.

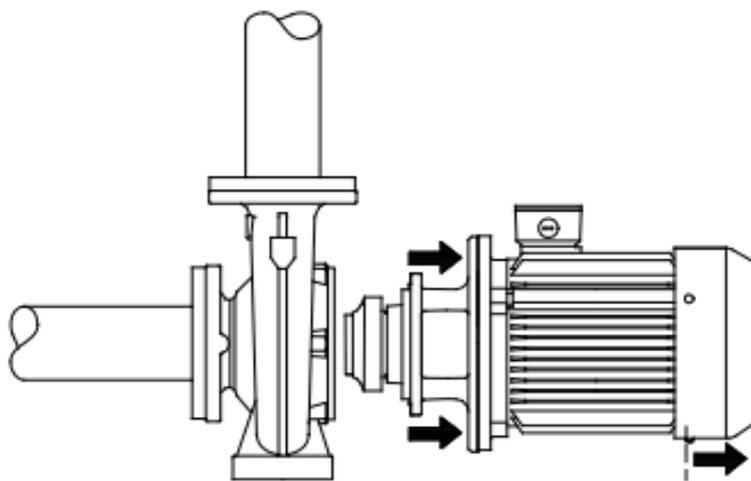
### ***Перекачивание жидкости***

Перекачивание жидкости производится в следующих системах:

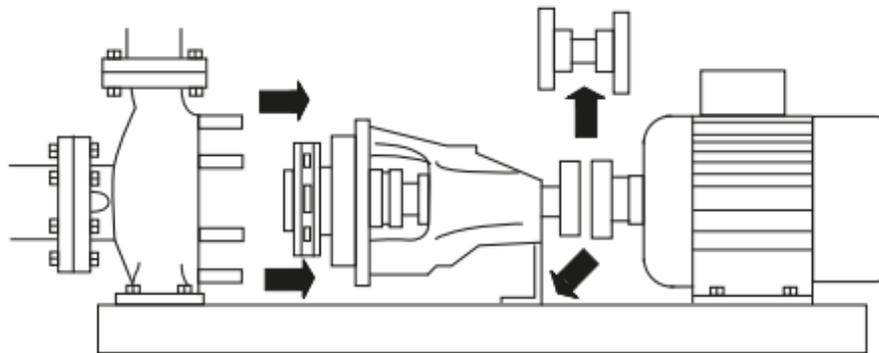
1. системы охлаждения и кондиционирования воздуха (хладагенты);
2. системы питания котлов и конденсатные системы;
3. аквафермы;
4. промышленные системы отопления;
5. районные отопительные котельные.

Консольно-моноблочные насосы NB рис. 3.8 и консольные насосы НК рис. 3.9 сконструированы таким образом, что рабочее колесо и электродвигатель демонтируются единым блоком без демонтажа корпуса или трубной обвязки. Поэтому даже самые большие насосы могут обслуживаться с помощью крана одним человеком.

Консольно-моноблочные насосы оснащены стандартным полностью закрытым электродвигателем, охлаждаемым встроенным вентилятором. Для большинства насосов консольно-моноблочных насосов доступна рама-основание.



*Рис. 3.9. Консольно-моноблочный насос NB*



*Рис. 3.10. Консольный насос НК*

### **3.7. Подбор насосов. Их совместная работа**

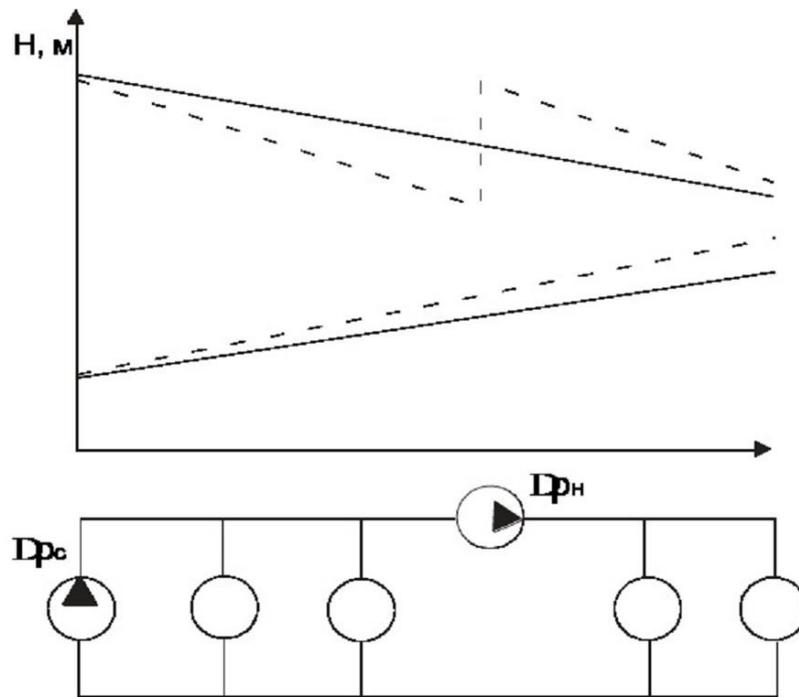
Включение насосных подстанций.

Насосные подстанции могут устанавливаться на подающем, обратном трубопроводах, а также на перемычке между ними. Сооружение подстанций вызывается неблагоприятным рельефом, большой дальностью передачи, необходимостью увеличения пропускной способностью и т.д.

Установка насоса на подающей или обратной линиях.

При установке насосной подстанции (НП) на подающей или обратной линиях расходы воды у потребителей, расположенных между станцией и НП уменьшаются, а у потребителей после НП – возрастают. В расчётах насос учитывается как некоторое гидравлическое сопротивление. Расчёт гидравлического режима сети с НП ведут методом последовательных приближений.

а)



б)

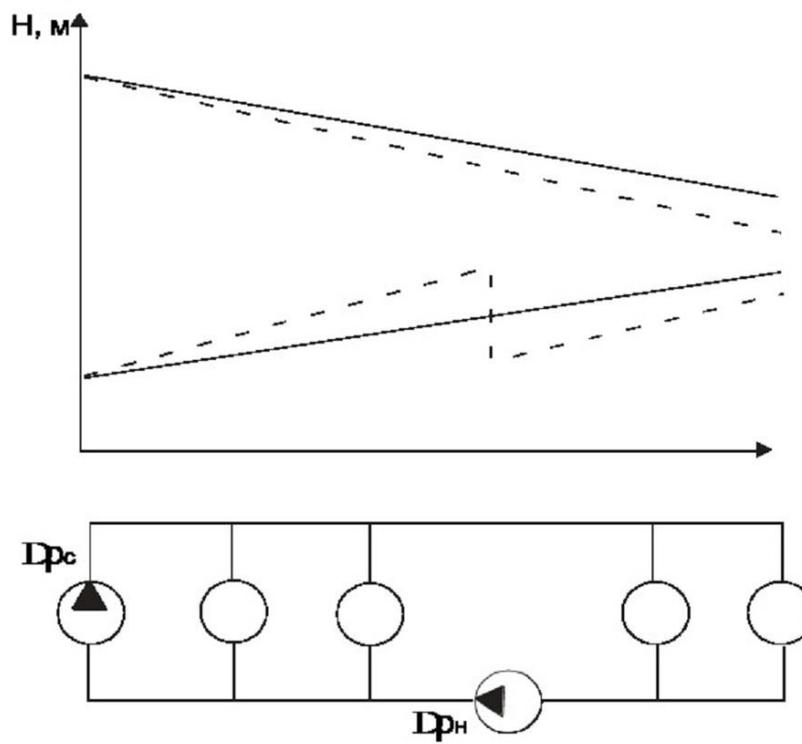


Рис.3.11. Установка насоса на: а) подающей или б) последовательной линиях  
(последовательная работа)

1. Задаются отрицательным значением гидравлического сопротивления насоса:

$$S_n = -\frac{\Delta p_n}{V_n^2} \quad (3.9)$$

2. Рассчитывают сопротивление в сети, расходы воды в сети и у потребителей;

3. Уточняются расход воды и напор насоса и его сопротивление.

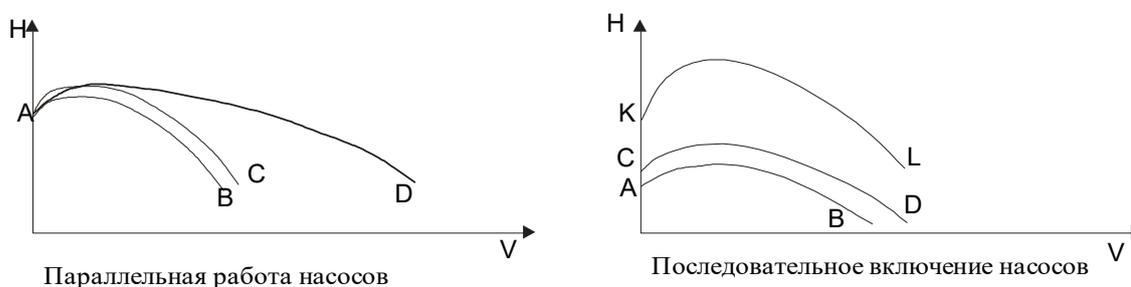


Рис.3.12. Суммарные характеристики последовательно и параллельно включенных насосов

При параллельном включении насосов суммарная характеристика получается путем суммирования абсцисс характеристик. При последовательном включении насосов суммарная характеристика получается суммированием ординат характеристик. Степень изменения подачи при параллельном включении насосов зависит от вида характеристики сети. Чем меньше сопротивление сети, тем эффективнее параллельное включение и наоборот.

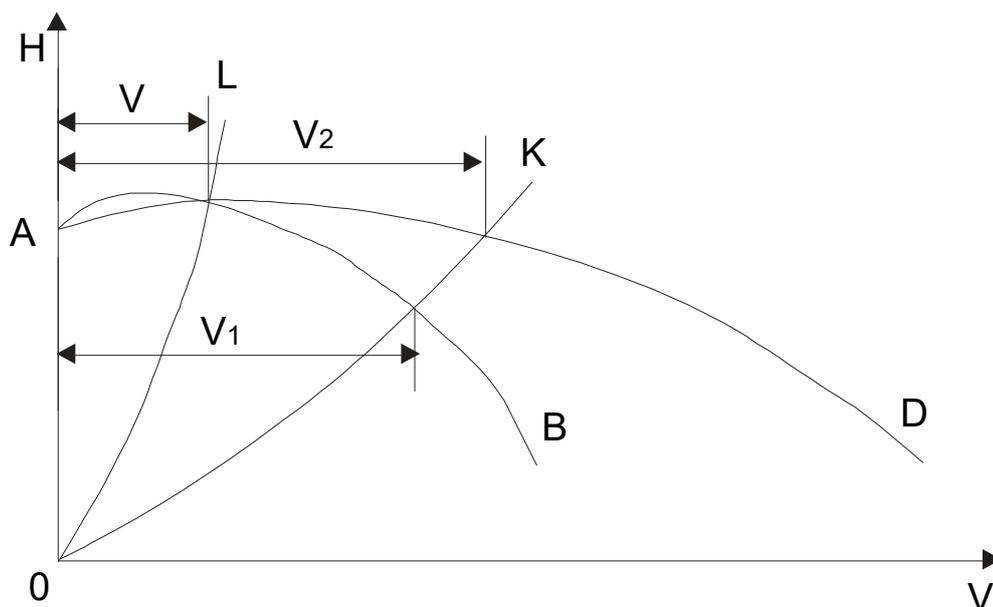


Рис.3.13. Параллельное включение насосов

AB – характеристика одного насоса; AD – суммарная характеристика двух насосов. Если характеристика сети OK, то при работе одного насоса в сеть подается расход воды  $V_1$ , а при работе двух насосов –  $V_2$ . То есть, два насоса подают воды больше, чем один. Если характеристика сети имеет вид OL, то подача воды остается одной и той же при работе и одного насоса, и двух.

При последовательном включении насосов суммарная подача воды всегда больше, чем подача воды каждым из насосов в отдельности. Чем больше сопротивление сети, тем эффективнее последовательное включение насосов.

Установка насоса на перемычке между подающей и обратной линиях.

При установке насоса на перемычке температурный режим до и после НП неодинаков.

Для построения суммарной характеристики двух насосов предварительно характеристику насоса А переносят в узел 2, где установлен насос Б (см. рис.3.14). На приведенной характеристике насоса А2 - 2 напоры при любом расходе равны разности действительного напора этого насоса и потери напора в сети С для этого же расхода:  $H_{A2} = H_{A1} - \Delta H_c$ .

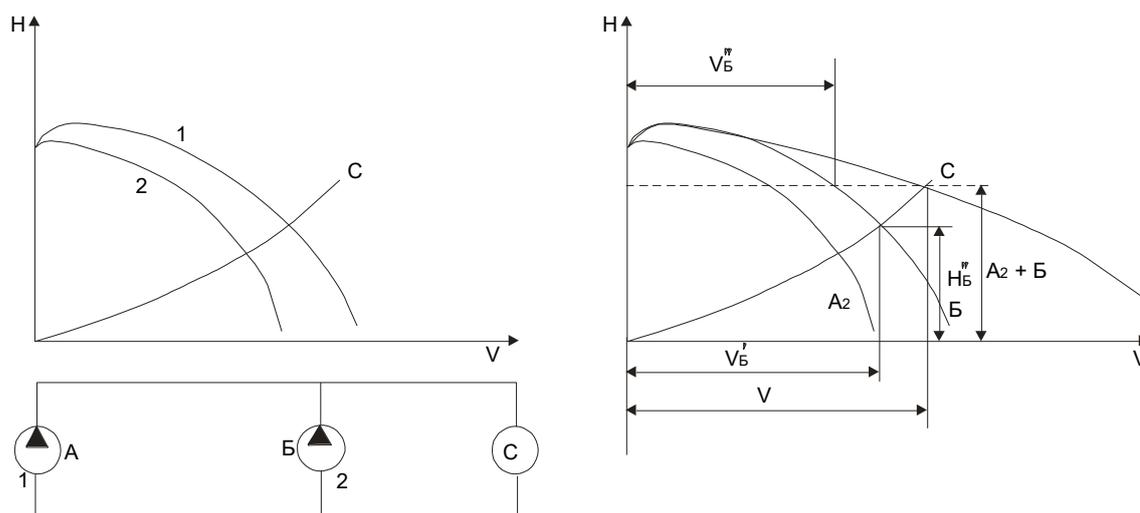


Рис.3.14. Построение гидравлической характеристики системы с двумя насосами в разных узлах

После приведения характеристик насосов А и Б к одному и тому же общему узлу они складываются по правилу сложения параллельно работающих насосов. При работе одного насоса Б напор в узле 2 равен  $H'_B$ , расход воды  $V'_B$ . При подключении второго насоса А напор в узле 2 возрастает до  $H > H'_B$ , а суммарный расход воды увеличивается до  $V > V'_B$ . Однако непосредственная подача насоса Б при этом уменьшается до  $V''_B < V'_B$ .

### 3.8. Особенности эксплуатации насосов

#### **Высота монтажа**

Электродвигатели, устанавливаемые на высоте до 1000 метров над уровнем моря, могут работать с нагрузкой 100 %.

При установке насоса на высоте более 1000 м над уровнем моря, запрещается эксплуатация электродвигателя с полной нагрузкой, так как охлаждающая способность воздуха ухудшается из-за его низкой плотности.

Высота монтажа – это высота места установки насоса над уровнем моря.

Электродвигатели могут устанавливаться до 3500 метров над уровнем моря.

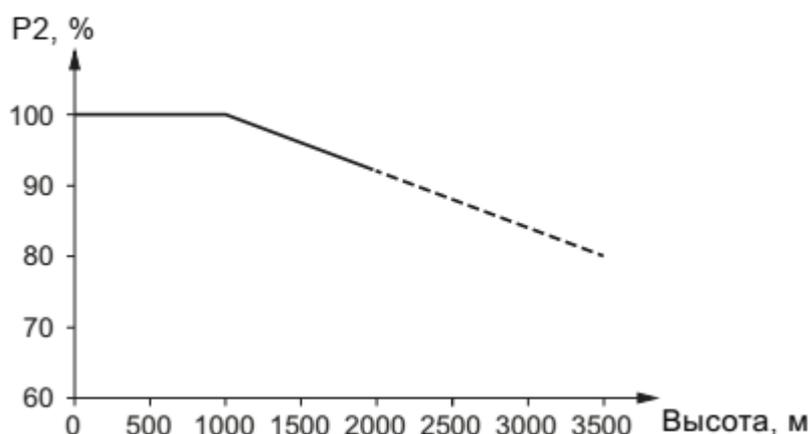


Рис. 3.15. Зависимость предельной нагрузки на двигатель насоса от высоты монтажа над уровнем моря

При необходимости работы при температуре окружающей среды в диапазоне от 50 до 60 °С следует выбирать электродвигатель более высокой мощности.

### ***Минимальная подача***

Запрещается эксплуатировать насос при закрытой задвижке на стороне нагнетания, поскольку это может привести к повышению температуры перекачиваемой жидкости или образованию пара в насосе. Кроме того, под воздействием нагрузок и вибрации может произойти повреждение вала, торцевого уплотнения или сальниковой набивки, что станет причиной эрозии рабочего колеса и уменьшения срока службы подшипников.

Постоянная подача должна быть не менее 10 % от максимальной подачи.

### ***Максимальная подача***

Из-за опасности возникновения кавитации и перегрузки электродвигателя запрещается превышать максимально допустимую подачу.

Максимальную подачу можно рассчитать либо с использованием протоколов испытаний с рабочими характеристиками, либо с помощью кривых характеристик при подборе насоса.

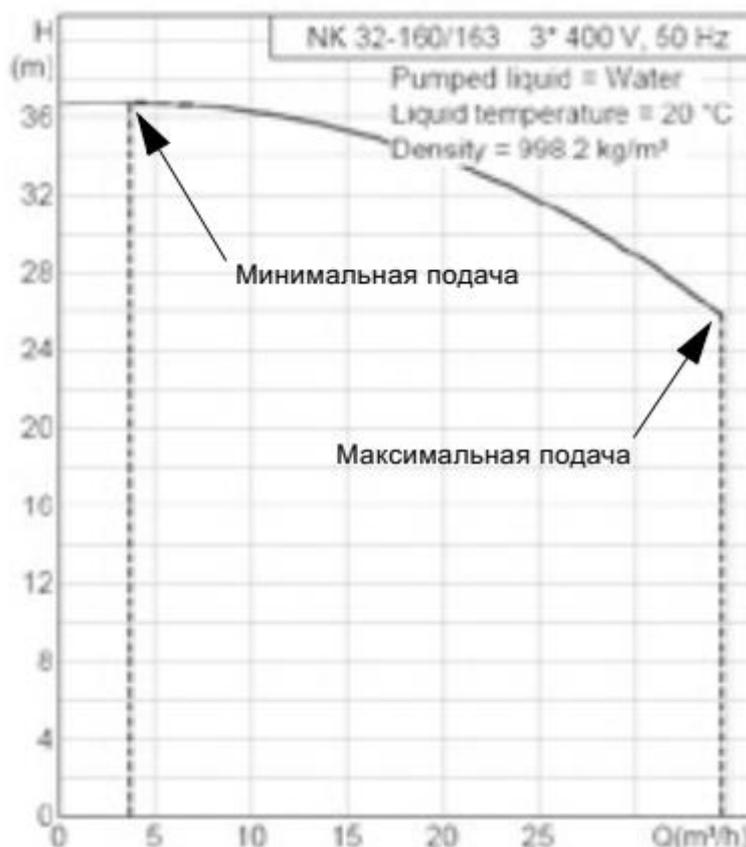


Рис. 3.16. Пример минимальной и максимальной подачи насоса

### 3.9. Источники шума и требования к их шумовым характеристикам

Значения допустимых уровней шума и методика расчёта содержатся в СП 51.13330.2011 «Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003».

Источниками шума в системах воздушного отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха, систем теплоснабжения и отопления являются: вентиляторы, вентиляционные установки, кондиционеры (наружные, внутренние блоки), фэнкойлы, регулирующие устройства (дроссель-клапаны,

диафрагмы, шиберы), воздухораспределительные устройства (решетки, плафоны, анемостаты), фасонные элементы воздухопроводов (крестовины, тройники, отводы, повороты), отопительно-вентиляционные агрегаты и доводчики, насосы, компрессоры.

Источниками шума в системах холодоснабжения являются холодильные машины (с конденсаторами и без них), воздушные охладители, сухие градирни, циркуляционные насосы, соединительные трубы.

Основными шумовыми характеристиками элементов систем ТГС являются октавные уровни звуковой мощности.

Для холодильных машин и охладителей шумовыми характеристиками могут быть также октавные уровни звукового давления или общий скорректированный по шкале «А» уровень звуковой мощности. Эти характеристики пригодны для выбора менее шумного оборудования.

Шумовые характеристики вентиляторов всех систем измеряются в режиме максимального КПД на сторонах всасывания в измерительной камере или в испытательных трубах и вокруг корпуса - в измерительной камере или на открытой площадке.

Уровни звуковой мощности на сторонах всасывания и нагнетания, измеренные в испытательных трубах и в измерительной камере, различаются на величину поправки, учитывающую влияние присоединения испытательных труб к патрубкам насоса (компрессора, вентилятора) (отражения звука от открытых патрубков).

При необходимости шумовые характеристики вентиляторов (насосов) допускается определять расчётным путем по известным удельным уровням звуковой мощности с учётом режима работы, конструктивным и рабочим параметрам вентиляторов. Используемая методика расчёта должна обеспечивать требуемую точность получаемых результатов.

Шумовые характеристики воздушных охладителей, сухих градирен, конденсаторов следует определять как энергетическую сумму уровней звуковой

мощности вентиляторов, входящих в состав этих агрегатов и работающих одновременно.

Шумовые характеристики регулирующих и воздухораспределительных устройств и фасонных элементов измеряются в измерительной камере на режимах, охватывающих весь аэродинамический диапазон использования (эксплуатации) данного устройства или элемента. При этом шум вентилятора, обеспечивающего необходимые расход и давление на устройстве и элементе, должен быть меньше шума испытываемого устройства и элемента на 8 дБ по всему рассматриваемому частотному диапазону.

Шумовые характеристики регулирующих и воздухораспределительных устройств и фасонных элементов допускается определять расчётным путем с учётом режима их работы, конструктивных и рабочих параметров по методике, обеспечивающей требуемую точность расчётных данных.

Шумовые характеристики должны содержаться в технических паспортах и в каталогах оборудования СВКВХВО. Там же следует указывать метод и стандарт, по которому они были определены.

### **3.9.1. Общие указания по акустическому расчёту**

Расчёт ожидаемых уровней шума систем вентиляции, кондиционирования воздуха и воздушного отопления выполняется по октавным уровням звуковой мощности на сторонах воздухозабора, выхлопа системы в обслуживаемых ими помещениях здания и в помещениях, через которые проходят транзитные воздуховоды, вокруг корпуса вентилятора системы (кондиционера, калорифера, доводчика), в технических помещениях (венткамерах), в смежных с ними помещениях, а также в зданиях и на территориях застройки.

В расчёте ожидаемых уровней шума систем вентиляции, кондиционирования воздуха и воздушного отопления в обслуживаемом помещении учитывается суммарное снижение уровня звуковой мощности в

элементах сети воздухопроводов по пути распространения шума (на прямых участках воздухопроводов, на поворотах, изменениях поперечного сечения, в результате отражения от конца воздуховода), а также шумообразование в элементах сети воздухопроводов (дросселирующих устройствах, фасонных и концевых элементах).

При использовании в расчётах ожидаемых уровней шума, распространяющегося по воздуховодам, шумовых характеристик насоса (вентилятора), измеренных на сторонах всасывания и нагнетания в измерительном помещении (в заглушенной, реверберационной камере), следует вносить в них поправку, учитывающую влияние присоединения воздухопроводов к патрубкам.

Расчёт ожидаемых уровней шума, создаваемых элементами систем холодоснабжения (холодильными машинами, воздушными охладителями, сухими градирнями, циркуляционными насосами и др.) выполняется в местах их установки (в технических помещениях, на открытых площадках), в защищаемых от шума помещениях здания с оборудованием и на прилегающей территории застройки по октавным уровням звуковой мощности или звукового давления, измеренных на опорных расстояниях от их контуров (1, 5, 10 м).

Расчётные точки при определении требуемого снижения шума оборудования СВКВХВО в помещениях следует выбирать в зонах нахождения человека (на рабочих, спальнях и других местах), на территории застройки в 2 м от окон защищаемых от шума помещений, в зонах отдыха и рекреационных зонах.

Октавные уровни звукового давления, дБ, в расчётных точках, если в помещение поступает шум от нескольких источников, излучающих шум внутрь воздухопроводов (вентиляторов, воздухорегулирующих устройств, элементов сети воздухопроводов), следует определять для каждого источника в отдельности при проникновении шума в помещение через одно и несколько воздухораспределительных устройств.

Акустические расчёты систем вентиляции, кондиционирования воздуха, холодоснабжения и воздушного отопления как основы для проектирования шумоглушения выполняются по соответствующему своду правил.

### **3.9.2. Определение требуемого снижения шума**

При определении требуемого снижения шума для расчётных точек в помещении, защищаемом от шума систем вентиляции, кондиционирования воздуха или воздушного отопления, в общее количество принимаемых в расчёт источников шума следует включать:

1. при расчёте требуемого снижения шума вентилятора приточной или вытяжной системы (расчёте центрального глушителя) - количество систем, обслуживающих данное помещение (помещение с расчётной точкой);

2. при расчёте требуемого снижения шума, генерируемого воздухораспределительными устройствами одной вентиляционной системы (плафонами, решетками и т.п.), - количество систем вентиляции с механическим побуждением, обслуживающих рассматриваемое помещение; шум вентилятора, воздухорегулирующих и фасонных элементов при этом не учитывается;

3. при расчёте снижения шума, генерируемого фасонными элементами и воздухорегулирующими устройствами рассматриваемого ответвления, - количество фасонных элементов и дросселей, уровни шума которых в данной октавной полосе отличаются один от другого менее чем на 10 дБ, шум вентилятора и решеток при этом не учитывается.

#### **Примечания:**

1. В общем количестве принимаемых в расчёт источников шума не учитываются дросселирующие и регулирующие устройства, устанавливаемые в магистральных воздуховодах (трубопроводах).

2. В общем количестве принимаемых в расчёт источников шума не учитываются источники шума, создающие в расчётной точке в рассматриваемой октавной полосе уровни звукового давления меньше, чем допустимые, на 10 дБ при их числе не более 3 и на 15 дБ меньше допустимых при их числе не более 10.

Для контрольной проверки или иной цели требуемое суммарное снижение октавных уровней звукового давления в помещении при одновременной работе всех источников шума следует определять как разность между суммированными октавными уровнями звукового давления в расчётной точке от всех источников шума и допустимыми уровнями шума в октавных полосах частот.

### **3.9.3. Основные методы и средства снижения шума и защиты от него**

Для снижения шума насоса (вентилятора) (установки) следует:

- 1) выбирать агрегат с наименьшими удельными октавными уровнями звуковой мощности;
- 2) обеспечивать работу вентилятора в режиме максимального КПД;
- 3) снижать сопротивление сети и не применять вентилятор, создающий избыточное давление и расход воздуха;
- 4) обеспечивать плавный подвод сети к патрубку насоса (вентилятора).

Для снижения шума следует:

- 1) ограничивать скорость движения в сетях величиной, обеспечивающей уровни шума, генерируемого регулирующими устройствами, в пределах допустимых значений в обслуживаемых помещениях;
- 2) по возможности избегать резких перегибов участков сети, изменения сечения и пр.;

3) использовать устройства для снижения шума и вибрации от насосов (компрессоров). По возможности подключать насосы через гибкие участки трубопроводов;

4) использовать специальные упругие основания для консольных насосов;

5) периодически выполнять очистку и балансировку рабочих колёс насосов.

Значительное снижение уровня шума может быть достигнуто за счет установки несоосных камерных глушителей с внутренней звукопоглощающей облицовкой. Одним из основных препятствий для широкого применения является создаваемое ими высокое гидравлическое сопротивление в сети. Камерные глушители без внутренней облицовки менее эффективны, однако им следует отдавать предпочтение по сравнению с другими глушителями при установке в вытяжных системах, обслуживающих помещения для приготовления пищи (по причине отсутствия в них ЗПМ и возможности его загрязнения и потери акустических качеств).

Эффективность глушителей следует определять опытным путем на специальных стендах и приводить в их паспортах или каталогах. Эффективность облицованных изнутри звукопоглощающими материалами воздуховодов и поворотов определяется в натуральных условиях. Создаваемое глушителями в сети гидравлическое сопротивление может быть определено путем измерения или расчёта на заданных скоростях потока воздуха.

Для предотвращения проникновения повышенного шума от оборудования СВКВХВО в другие помещения здания следует:

1) исключить расположение смежно (по горизонтали и вертикали) с техническими помещениями с оборудованием (венткамерами, насосными, хладоцентрами) помещений, требующих повышенной защиты от шума (операционные, палаты больниц, жилые и офисные помещения);

- 2) виброизолировать агрегаты с помощью пружинных, резиновых или комбинированных виброизоляторов (задача изготовителей);
- 3) осуществлять акустическую обработку технических помещений (помещений с оборудованием) - облицовку стен и потолков слоем ЗПМ (при необходимости дополнительного снижения шума в помещении на 4-7 дБ);
- 4) применять в технических помещениях полы на упругом основании (плавающие полы) или вибродемпфирующие основания под элементы систем (вентиляторы, кондиционеры, холодильные машины, воздушные охладители, насосы и др.);
- 5) применять ограждающие конструкции технических помещений с оборудованием, обеспечивающие требуемую изоляцию воздушного шума, определяемую расчётом;
- 6) устанавливать гибкие вставки между насосами (вентиляторами, компрессорами) и их сетями.

Полы на упругом основании (плавающие полы) следует выполнять по всей площади технического помещения; конструктивные параметры (толщина плиты пола, упругого основания) и выбор материала упругого основания пола зависят от количества, состава и массы оборудования, величины требуемой виброизоляции и определяются специалистами.

Воздуховоды систем вентиляции, кондиционирования воздуха и воздушного отопления в пределах технических помещений в жилых зданиях следует устанавливать на стойках, опирающихся на плавающий пол. В исключительных случаях воздуховоды могут подвешиваться к потолку, но при условии использования специальных эффективных виброизолирующих устройств и вибродемпфирующих прокладок в типовых подвесах.

В местах прохода через ограждения технических помещений воздуховоды должны быть виброизолированы по периметру (в отсутствие между вентиляторами и воздуховодами гибких вставок).

Холодильные машины, циркуляционные насосы систем холодоснабжения следует размещать на подземных технических этажах зданий и устанавливать на индивидуальных фундаментах и виброоснованиях, конструкции которых разрабатываются в зависимости от их типоразмеров. Трубы к ним должны присоединяться посредством гибких вставок, отвечающих требованиям по прочности. В местах крепления к строительным конструкциям здания и прохода труб через ограждения технических помещений они должны быть виброизолированы. Указанное оборудование может быть установлено на кровлях, открытых площадках зданий при условии существования под ними технических этажей (помещений) и наличия надежной виброизоляции, исключающей возникновение повышенного структурного шума в защищаемых от него помещениях на верхних этажах.

Наиболее пригодным способом защиты помещений и территорий от шума холодильных машин, воздушных охладителей, сухих градирен, устанавливаемых на кровлях, открытых площадках зданий из-за их конструктивных особенностей, является экранирование - установка акустических экранов (акустически жестких преград со звукопоглощающими облицовками со стороны источника звука) и выгородок из них. Размеры экранов определяются расчётом.

Наружные блоки местных систем кондиционирования воздуха (сплит-систем) могут быть установлены на фасадах и на кровле любого по назначению здания (жилого, общественного и др.), если предусмотрены меры по устранению передачи от них вибрации на строительные конструкции (причины возникновения структурного шума в помещениях) и защите от шума окружающей среды (помещений данного здания и прилегающей территории застройки).

Примечание:

Необходимость осуществления того или иного строительного-акустического мероприятия, применения метода или средства шумоглушения СВКВХВО определяется квалифицированным акустическим расчётом.

Дополнительным средством оценки шумового режима территории, позволяющим рационально выбирать шумозащитные мероприятия, являются оперативные карты шума территории или города в целом с нанесенными на них изолиниями с равными уровнями звука. С помощью оперативной карты шума можно определить зоны сверхнормативного шума (зоны акустического дискомфорта), наметить шумозащитные мероприятия, рассчитать их требуемый объём и стоимость.

### **3.10. Технологические процессы, станки, линии для производства трубопроводов, фитингов, запорной арматуры**

При производстве труб, фитингов и запорной арматуры используют специализированные станки и линии. Сложные технологические процессы разбивают на несколько простых операций. Снижение ручного труда способствует повышению качества и объёму выпускаемой продукции.

Во время монтажа непосредственно на объекте (площадке) применяют, как правило, устройства для резки и обработки готовых изделий (труб, фланцев), сварки, изгиба, удержания и т.д.

При производстве изделий на предприятии используют:

- 1) профилирующие станы и станки;
- 2) станки ротационной вытяжки;
- 3) сварочные автоматические линии;
- 4) станки обдирочно-шлифовальные;
- 5) манипуляторы специализированные;
- 6) многопозиционные пресс-автоматы для глубокой вытяжки;

- 7) линии продольной и поперечной резки листового и рулонного металла;
- 8) проволокогибочные автоматы;
- 9) пилы маятниковые;
- 10) штамповочные комплексы.

Стальные электросварные трубы обладают высокой прочностью, относительно небольшой массой, пластичностью и применяются в различных отраслях промышленности, строительстве и пр.

Сварные трубы диаметром до 1400 мм для стальных трубопроводов изготавливают следующих видов:

1. прямошовные по ГОСТ 10704-91, ГОСТ 10706-76 и ГОСТ 10705-80;
2. спиральношовные по ГОСТ 8696-74;
3. водогазопроводные по ГОСТ 3262-75.



*Рис.3.17. Пример линии производства стальных электросварных труб*

*Принцип работы линии для производства стальных прямошовных электросварных труб:*

### **Основные этапы производства**

1. Гидравлический размотчик подает ленту (штрипс) к сварочному устройству.
2. Материал ровно обрезается и сваривается встык, затем с помощью вытягивающего устройства штрипс поступает в накопитель.

3. Накопительная клеть предназначена для обеспечения бесперебойной работы линии. Для предотвращения спутывания штрипса ширина клетки регулируется винтовой системой вручную.

4. После накопителя штрипс подается в формообразующее устройство, где происходит формирование круглой заготовки трубы.

5. Далее происходит процесс сварки.

6. Обрезка шва резакром.

7. Охлаждение.

8. Затем труба подается к калибрующей системе, там ей придается требуемая форма (квадратная, прямоугольная, либо окончательно выравнивается круглая).

9. Передвижное отрезное устройство, "летающий резак", с ЧПУ, захватывает трубу и производит отрезку заданной длины.

10. Готовая продукция подается на стол приема готовой продукции (штабелер).

11. Далее продукция может быть упакована, промаркирована и складирована.

### **3.11. Снабжение потребителей природным газом и варианты автономного газоснабжения потребителей**

Прогнозируется, что доля природного газа в мировой структуре теплового баланса к 2025 г. превысит 25%. Природный газ вытеснит на третье место уголь. Нефть составит около 38% в топливном мировом балансе.

Использование возобновляемых видов энергии будет увеличиваться достаточно высокими темпами, близкими к природному газу, но по абсолютным объемам они будут уступать ископаемым видам топлива.

В нашей стране сосредоточено 30% доказанных и свыше 40% прогнозных мировых запасов газа. Однако по уровню газификации мы отстаем от западных стран. Уровень газификации в среднем в России находится в пределах 74%. Это

с учетом сжиженного газа. По природному газу уровень газификации составляет 54% (в городах 61%, а в селах лишь 36%). Программа газификации предполагает улучшить качество жизни более 11 млн. россиян.

Структура потребления энергоресурсов в мире и в России различаются. Основа нашей энергетики – газ (52%), тогда как в мировой системе этот сектор более чем вдвое меньше за счет использования нефти, углей и ядерной энергии. В ближайшее десятилетие душевое энергопотребление не будет возрастать, а приблизиться к показателю 2,5 тонны условного топлива на человека. Потребление энергии различается между развитыми и развивающимися странами примерно в семь раз. Но эта разница постепенно сокращается. Развитые государства будут снижать потребление энергии, а развивающиеся – увеличивать.

До сегодняшнего дня и на перспективу имеется проблема, связанная с ограниченными возможностями для роста добычи газового сырья. Буквально, что основная проблема – это значительная удаленность газовых месторождений от потребителей газа. Большинство эксплуатируемых месторождений сейчас как раз переходят в стадию подающей добычи. При этом те месторождения, которые могли бы компенсировать сокращение добычи, расположены в районах с трудными природно-климатическими условиями – Арктический шельф, Ямал, Восточная Сибирь – и с почти полным отсутствием транспортной инфраструктуры.

Решением проблемы частично является сокращение потребления газа электроэнергетикой и ЖКХ, так как они являются наиболее крупными потребителями природного газа в России. Оптимизация внутреннего потребления газа может решить проблему газового дефицита и обеспечит выполнение международных обязательств по российским экспортным контрактам, успешной реализации национальной программы газификации регионов России.

В недавнем еще прошлом рост газовой промышленности в значительной степени был достигнут за счет перехода на газопроводы из труб диаметром 1420 мм на давлении 7,5 МПа вместо труб диаметром 1220 мм на давлении 5,5 МПа. Благодаря этому производительность газопроводов увеличилась в 2,5 раза.

В настоящее время в России все предпосылки для перехода на строительство газопроводов из труб повышенной прочности, рассчитанных на давление 12,0 МПа для подземных газотрубопроводов и 15,0-20,0 МПа для морских. Новое поколение газопроводов позволит существенно уменьшить удельные капиталовложения и снизить стоимость транспортировки газа.

Для природного газа в топливном балансе России составляет 60%, и в Европейской части – 80%.

Применение природного газа улучшает условия труда и быта населения, снижает загрязнение окружающей среды. Природный газ высокоэффективный энергоноситель.

Природный газ имеет ряд преимуществ по сравнению с другими видами топлива:

- 1) стоимость добычи природного газа значительно ниже, а производительность труда значительно выше, чем при добыче угля и нефти;
- 2) высокая теплота сгорания делает целесообразным транспортировку газа по магистральным газопроводам на значительные расстояния;
- 3) обеспечивается полнота сгорания и облегчаются условия труда обслуживающего персонала;
- 4) отсутствие в природных газах оксида углерода предотвращает возможность отравления при утечках газа, что особенно важно при газоснабжении коммунальных и бытовых потребителей;
- 5) обеспечивается возможность автоматизации процессов горения, достижение высоких КПД;

6) природный газ является ценным сырьем для химической промышленности;

7) высокая жаропроизводительность (более 2000°С) позволяет эффективно применять в качестве энергетического и технологического топлива;

8) использование газового топлива позволяет внедрять эффективные методы передачи теплоты от факела и продуктов сгорания к изделиям, создавать экономичные и высокопроизводительные тепловые агрегаты, имеющие меньшие габариты, стоимость, высокий КПД, повышать качество продукции;

9) применение газового топлива позволяет избежать потерь теплоты с механическим и химическим недожогом. Уменьшение потерь теплоты с уходящими продуктами горения достигается сжиганием газа при малых коэффициентах расхода воздуха;

10) при работе агрегатов на газовом топливе возможно ступенчатое использование продуктов сгорания.

Основными задачами использования природного газа является его рациональное и экономное потребление, снижение удельного расхода, внедрение технологических процессов, при которых наиболее полно реализуются положительные свойства газа.

Для газоснабжения городов применяют природные и искусственные газы. Природные газы подразделяются на три группы:

- 1) газы, добываемые из чисто газовых месторождений;
- 2) газы, добываемые из скважин нефтяных месторождений совместно с нефтью, часто называют попутными;
- 3) газы, добываемые из конденсатных месторождений.

Газы, добываемые из чисто газовых месторождений, состоят в основном из метана и являются тощими или сухими. Тяжелых углеводородов сухие газы

содержат менее 50г/м<sup>3</sup>. Сухие газы легче воздуха. Низшая теплота сгорания сухих газов 31000-38000 кДж/м<sup>3</sup>.

Попутные газы помимо метана содержат значительное количество тяжелых углеводородов, поэтому их называют жирными газами. Жирные газы представляют собой смесь сухого газа, пропан – бутановой фракции и газового бензина. Теплота сгорания попутных газов колеблется в диапазоне 38000-63000 кДж/м<sup>3</sup>. На газобензиновых заводах из попутных газов выделяют газовый бензин, пропан и бутан, последние используют для газоснабжения населенных мест в виде сжиженного газа.

Специфика добычи попутного нефтяного газа заключается в том, что он, как следует из названия, является побочным продуктом нефтедобычи. Потери попутного нефтяного газа связаны с неподготовленностью инфраструктуры для его сбора, подготовки, транспортировки и переработки, а также отсутствием потребителя. Поэтому попутный нефтяной газ часто сжигают в факелах. Средний уровень утилизации попутного газа в России составляет около 70%. Проблема утилизации попутного нефтяного газа имеет не только экономический, но и экологический аспект. Сжигание газа в факелах наносит ущерб окружающей природной среде продуктами сгорания.

Газы конденсатных месторождений состоят из смеси сухого газа и паров конденсата, который выпадает при снижении давления (процесс обратной конденсации).

Пары конденсата представляют смесь паров тяжелых углеводородов, содержащих C<sub>5</sub> и выше (бензина, лигроина, керосина). Сжиженные газы получают также из газов конденсатных месторождений.

Газы конденсатных месторождений представляют собой смесь предельных углеводородов, основной составляющей которых является метан (80...90%). Содержание пентана и более тяжелых углеводородов составляет 2...5% однако ввиду того, что конденсат состоит из высокомолекулярных соединений, его массовая доля достигает 25%. Наличие в газе тяжелых углеводородов является

отличительной особенностью газов конденсатных месторождений. Газоконденсатные месторождения образовались в результате процесса, обратного испарения конденсата, протекающего при высоких давлениях и температурах (в надкритической области), поэтому они располагаются на больших глубинах, где господствуют высокие давления.

Природные (естественные) газы, добываемые из газовых или из газонефтяных месторождений транспортируются на тысячи километров к потребителям по трубопроводам – магистральным газопроводам, представляющими собою целый комплекс сложных сооружений: газопровод с ответвлениями, компрессорные станции, газораспределительные станции (ГРС).

Компрессорные станции находятся на расстоянии 120-150 км одна от другой и обеспечивают подачу газа с давлением  $P_{изб}$  до 5 МПа к ГРС.

ГРС являются головными сооружениями при вводе газа в населенный пункт.

НА ГРС газ фильтруется, одорируется, происходит регулировка и стабилизация его давления на уровне обычно не превышающим 1,2 МПа.

В зависимости от давления газораспределительные сети подразделяют на газопроводы:

- 1) Низкого давления (до 0,005 МПа);
- 2) Среднего (0,005 – 0,3);
- 3) Высокого (0,3 - 0,6);
- 4) Очень высокого (0,6 – 1,2 МПа).

Газопроводы низкого давления – для подключения жилых и общественных зданий. Среднего и высокого – для подключения районных ГРП и других крупных потребителей (промышленных предприятий, бань, прачечных, хлебзаводов и т.п.).

В зависимости от величины населенного пункта, его структуры, наличия и распределения крупных потребителей газа газораспределительные сети могут быть одноступенчатыми, двух- и многоступенчатыми.

Распределение газа от ГРП до ввода в здание осуществляется внутриквартальным газопроводом. А распределение по зданию – внутридомовым и внутрицеховым.

При строительстве и эксплуатации систем газоснабжения следует уделять особое внимание технике безопасности.

Современные городские системы газораспределения представляют собой сложный комплекс сооружений, состоящий из газовых сетей низкого, среднего и высокого давления, газораспределительных станций, газорегуляторных пунктов и установок.

Проекты газораспределения областей, городов, поселков разрабатывается на основе схем развития и размещения отраслей народного хозяйства и проектов районных планировок, генеральных планов городов с учетом их развития на перспективу. Система газораспределения должна обеспечивать бесперебойную подачу газа потребителям, быть безопасной в эксплуатации, простой и удобной в обслуживании. Должна предусматривать возможность отключения отдельных её элементов или участков газопроводов для производства ремонтных и аварийных работ. Принятый вариант газораспределения должен иметь максимальную экономическую эффективность и предусматривать строительство и ввод в эксплуатацию системы газораспределения по частям.

Для существующих систем газораспределения стоит проблема их реконструкции. При решении этой задачи необходимо выявить нагрузку на перспективу в зависимости от схемы реконструкции городской застройки, принятых решений по их теплоснабжению, горячему водоснабжению и степени бытового обслуживания. После расчета новых нагрузок выявляются участки

газопроводов, которые сохраняются в новой сети, проектируется новая сеть и определяются диаметры газопроводов.

Современные системы газораспределения имеют ярко выраженную иерархичность в построении, которая увязывается классификацией газопроводов по давлению. Верхний иерархический уровень составляют газопроводы высокого давления. Сеть высокого давления должна быть резервированная. Резервируют сети кольцеванием или дублированием с обязательной проверкой пропускной способности при наиболее напряженных гидравлических режимах. Сеть высокого давления гидравлически соединяется с остальной частью системы через регуляторы давления, оснащенные предохранительными устройствами, предотвращающими повышение давления после регуляторов. Таким образом, вся система разделяется на несколько иерархических уровней, на каждом уровне автоматически поддерживается максимально допустимое давление газа. С переходом на более низкий иерархический уровень давление газа снижается на клапанах регуляторов, которые поддерживают давление после себя постоянным.

По числу степеней давления, применяемых в газовых сетях, системы газораспределения подразделяются на:

- 1) Двухступенчатые, состоящие из сетей низкого и среднего или низкого и высокого (до 0,6 МПа) давления;
- 2) Трехступенчатые, включающие газопроводы низкого, среднего и высокого (до 0,6 МПа) давления;
- 3) Многоступенчатые, в которых газ подается по газопроводам низкого, среднего и высокого (до 0,6 и 1,2 МПа) давления.

На выбор системы газораспределения города оказывает влияние следующие факторы: размеры города, особенности его планировки и застройки, плотность населения; число и характер промышленных потребителей; наличие

больших естественных и искусственных препятствий для прокладки газопроводов; перспективный план развития города.

При проектировании системы газораспределения разрабатывают ряд вариантов и производят их технико-экономические сравнения. Для строительства применяют оптимальный вариант.

Для средних и небольших городов применяют двухступенчатую систему с газопроводами высокого (до 0,6 МПа) и низкого давления.

Многоступенчатые системы газораспределения с газопроводами давлением более 0,6 МПа применяют только в крупных городах. Для крупных и средних городов сети проектируют кольцевыми, а для мелких городов как высокая степень давления, так и низкая проектируют тупиковой.

В зависимости от характера планировки жилых массивов и плотности населения сети низкого давления выполняют из газопроводов, прокладываемых по проездам и улицам в виде сплошных кольцевых сетей, или из газопроводов, прокладываемых преимущественно внутри кварталов с закольцованными только основными линиями. Первая схема характерна для районов со старой планировкой, когда кварталы имеют сплошную застройку по периметру и состоят из отдельных замкнутых владений. В этом случае газопроводы прокладывают на каждой улице, переулку и проезду; пересекаясь между собой они образуют кольца. От уличных газопроводов в каждое владение идут вводы.

Вторая схема свойственна городским районам с новой планировкой. Жилые здания располагают равномерно по всей площади микрорайонов с соблюдением необходимых разрывов. При такой планировке газопроводы прокладывают внутри микрорайонов. В большинстве случаев их проектируют тупиковыми, разветвленными. Закольцовывают только основные линии так, чтобы получить единую сеть с несколькими точками питания, число которых равно числу ГРП.

Для возможности отключения сетей низкого давления отдельных микрорайонов при производстве ремонтных работ на газопроводах

устанавливают отключающие устройства. На газопроводах среднего и высокого давления, отключающие устройства устанавливают так, чтобы можно было выключить из работы отдельные участки.

*Автономное газоснабжение* – альтернативная система газоснабжения, при которой газ для домовладений или предприятий поступает не из магистрального газопровода, а из независимого хранилища.

Автономное газоснабжение – удобная, безопасная, эффективная система, применяемая для отопления и горячего водоснабжения жилых домов и поселков при отсутствии магистрального природного газа.

Газопотребляющее оборудование для системы отопления, горячего водоснабжения и вентиляции дома, а также газовые плиты для приготовления пищи присоединяются к сети централизованного газоснабжения. При отсутствии централизованного газоснабжения создается автономная система газоснабжения на основе индивидуальных баллонных установок или резервуаров сжиженного газа, обеспечивающая газовым топливом все упомянутые выше системы дома или их часть.

При использовании газа только для приготовления пищи рекомендуется устраивать газоснабжение из индивидуальных баллонных установок, состоящих из одного или двух баллонов. В остальных случаях рекомендуется применение индивидуальных резервуарных установок сжиженного газа.

Документы, регламентирующие строительство систем автономного газоснабжения в России:

- 1) СП.62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002;
- 2) СП 42-103-2003 Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов;
- 3) СП 31-106-2002 Проектирование и строительство инженерных систем многоквартирных жилых домов;

4) ТР ТС 32/2013 Технический регламент о безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением;

5) Федеральный закон РФ № 123 ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

*Состав системы автономного газоснабжения*

1) Подземный (наземный) резервуар для хранения пропан-бутана (газгольдер);

2) Фундаментная плита;

3) Комплект запорно-регулирующей и предохранительной арматуры;

4) Уровнемер;

5) Двухступенчатый редуктор (испаритель);

6) Подземный полиэтиленовый газопровод паровой фазы

7) Сборник конденсата;

8) Комплект внутрименового газопровода (фильтр, термозапорный клапан, электромагнитный клапан с датчиком загазованности).

Объем газгольдера зависит от объема отапливаемых помещений, среднесуточной температуры, теплоизоляционных материалов, режима проживания, площади земельного участка прилегающего к объекту газификации.

Автономное газоснабжение на основе газгольдера обладает целым рядом преимуществ, которые сделали такое газоснабжение дома приоритетным выбором для многих частных домовладельцев. Автономное газоснабжение с успехом решает проблему отопления и горячего водоснабжения.

Система автономного газоснабжения дома может использоваться как источник основного, так и резервного электроснабжения при условии наличия газового генератора.

Ввод в дом при устройстве автономной системы газоснабжения.

Вне дома газовые баллоны должны размещаться в металлическом шкафу у наружной стены дома. Шкаф должен быть установлен на основание из негорючего материала, верх которого должен быть не менее чем на 100 мм выше планировочного уровня земли. Расстояние от шкафа до дверей и окон первого этажа должно быть не менее 0,5 м, от окон и дверей подвальных и цокольных помещений, погреба, колодца, выгребной ямы — не менее 3,0 м. Ввод газопровода от баллонов в дом должен быть устроен непосредственно в помещение, где размещено газовое оборудование.

Индивидуальную резервуарную установку сжиженного газа рекомендуется устанавливать непосредственно в грунт на такой глубине, чтобы расстояние от поверхности земли до верха резервуара было не менее 0,6 м в районах с сезонным промерзанием грунта и не менее 0,2 м в районах без промерзания грунта. При высоком уровне грунтовых вод резервуары следует гидроизолировать и устанавливать на надежное основание. Прокладку газопровода низкого давления от резервуара к дому рекомендуется вести под землей.

## **4. Особенности эксплуатации систем теплогазоснабжения**

### **4.1. Характеристика объекта эксплуатации**

Тепловые сети от современных ТЭЦ и мощных котельных представляют собой сложные протяженные и разветвленные гидравлические системы, содержащие протяженные трубопроводы разного диаметра, большое число насосов, ёмкостей и других устройств, необходимых для передачи тепловой энергии с помощью теплоносителя — сетевой воды или пара от источников теплоты потребителям. Современное развитие систем централизованного теплоснабжения в России характеризуется следующими тенденциями: ростом количества источников теплоты, работающих в единой системе теплоснабжения городов; усложнением структуры теплового потребления в связи с увеличением помимо традиционных нагрузок

отопления и горячего водоснабжения тепловых нагрузок вентиляции и кондиционирования воздуха, а также разнообразных технологических нагрузок; увеличением числа потребителей, для которых практически недопустимы перерывы в подаче теплоты: промышленных предприятий, не допускающих прерывания технологических процессов; лечебных учреждений; высококлассных гостиниц т.п.; снижением конкурентоспособности централизованного теплоснабжения в сравнении с другими способами обеспечения тепловой энергией (децентрализованным, газовым, с использованием вторичных энергоресурсов и др.). Более чем 75-летний опыт развития теплофикации и централизованного тепла снабжения в России, а также опыт других стран, где широко используются системы централизованного теплоснабжения, показывает, что существуют две основные причины нарушений при централизованном теплоснабжении: повреждение теплопроводов; внезапная потеря значительной мощности источников теплоты. Пониженная надежность действующих тепловых сетей в системах транспортировки и распределения теплоты объясняется условиями их сооружения и эксплуатации: сложностью выполнения строительно-монтажных работ в неблагоприятных грунтовых и климатических условиях; невозможностью постоянного визуального контроля состояния тепловой сети в процессе эксплуатации; неблагоприятными внешними условиями, способствующими наружной коррозии подземных теплопроводов в диапазоне коррозионноопасных при высокой влажности температур (70-90 °С); участием в проектировании и сооружении тепловых сетей неспециализированных, а, следовательно, недостаточно квалифицированных проектных и строительно-монтажных организаций, что нередко носило массовый характер, особенно при строительстве распределительных сетей; сооружением тепловых сетей из стальных труб общего назначения, часто не удовлетворявших требованиям эксплуатации тепловых сетей по качеству металла и стального листа, из которых изготавливались трубы (в России до настоящего времени отсутствуют ГОСТ и ТУ на трубы, предназначенные специально для тепловых сетей); отсутствием промышленного производства теплопроводов полной заводской готовности, конструкция которых обеспечивает защиту стальных труб от коррозии при

неблагоприятных внешних условиях, а тепловая изоляция - низкие потери теплоты; интенсификацией коррозионных процессов внутренних поверхностей труб вследствие несоблюдения качества сетевой воды из-за нарушений водно-химических режимов систем теплоснабжения, связанных с режимами водоподготовительных установок ТЭЦ (котельных); неудовлетворительной эксплуатацией теплоиспользующих установок и систем, принадлежащих потребителям тепла (подсос воздуха, перетоки водопроводной необработанной воды в сетевую воду через неплотности в абонентских теплообменниках и т.п.); слабой оснащённостью систем транспортировки и распределения теплоты (тепловых сетей) средствами дистанционного контроля и управления и связанными с этим более сложными условиями эксплуатации, в том числе при ликвидации возможных нарушений в работе сетей.

#### **4.2. Повышение надежности теплоснабжения**

В период планового развития экономики страны с распределением большинства ресурсов для народного хозяйства из центра (бывшим Госпланом СССР) основным направлением в развитии теплоснабжающих систем в крупных и средних городах было признано направление, связанное с концентрацией энергетических мощностей на крупных источниках тепловой энергии (на ТЭЦ, в промышленных и районных котельных). Это давало существенное снижение удельных (на единицу установленной мощности) капиталовложений в источники энергии. В результате в России были созданы крупнейшие в мире теплофикационные системы, в которых источниками энергии служат ТЭЦ электрической мощностью до 1500 МВт и тепловой мощностью до 5000 Гкал/ч. Однако рост единичных мощностей ТЭЦ потребовал увеличения диаметров тепловых сетей (до 1400 мм) и радиуса их действия (до 50 км). В результате таких организационно-технических решений возникли проблемы, связанные с необходимостью повышения надежности и качества теплоснабжения потребителей теплоты, получающих ее из этих систем. Технический уровень надежности систем централизованного теплоснабжения (СЦТ) должен закладываться еще на стадии их разработки и проектирования и затем реализовываться при эксплуатации. Оборудование систем централизованного теплоснабжения и их схемы должны

выбираться из условий обеспечения бесперебойного теплоснабжения потребителей. Ущерб при нарушениях нормального теплоснабжения могут значительно превысить экономию капитальных затрат в случае отказа от резервирования теплоснабжения или мероприятий, обеспечивающих оперативное балансирование производства и потребления теплоты. Это связано с использованием аккумуляторов теплоты различного типа, а также аккумулирующей способности отапливаемых зданий. При исчислении затрат, связанных с авариями в СЦТ, необходимо учитывать не только стоимость ремонта поврежденного оборудования, но и затраты на возмещение ущерба потребителей, вызванного перерывом в подаче теплоты, а также отклонением параметров теплоносителя от договорных значений, т.е. нарушением качества теплоснабжения. Если затраты на компенсацию ущерба велики, то затраты на повышение надежности (резервирование и т.п.) могут быть оправданы. При этом необходимо тщательно анализировать сложившуюся ситуацию. Дополнительные затраты на резервирование могут повлечь за собой рост тарифов на тепловую энергию, а существенное повышение тарифов на теплоснабжение может вынудить потребителей отказаться от услуг энергоснабжающей организации по теплоснабжению: потребители могут при наличии возможности присоединиться к другому источнику либо построить собственные источники теплоты (в том числе собственную мини-ТЭЦ), если это решение для них будет экономически более целесообразным. Поэтому вопросы нормирования и расчёта надежности СЦТ требуют экономически оправданного решения. Для решения задач по расчёту надежности теплоснабжения необходимо четко сформулировать общие понятия и определения свойств надежности СЦТ и ее основных частей, опираясь на действующий ГОСТ 27.002-83 «Надежность в технике. Термины и определения». Госкомитет СССР по стандартам. 1983 (стандарт РФ пока не разработан). В общем случае СЦТ состоит из следующих частей: источника или источников для выработки теплоты (ИТ); магистральных тепловых сетей с насосными (реже дроссельными) подстанциями для транспортировки тепловой энергии от источников теплоты до крупных жилых массивов, административно-общественных центров, промпредприятий и др.;

распределительных тепловых сетей с ЦТП или РТП либо без них для распределения теплоты и подачи ее потребителям.

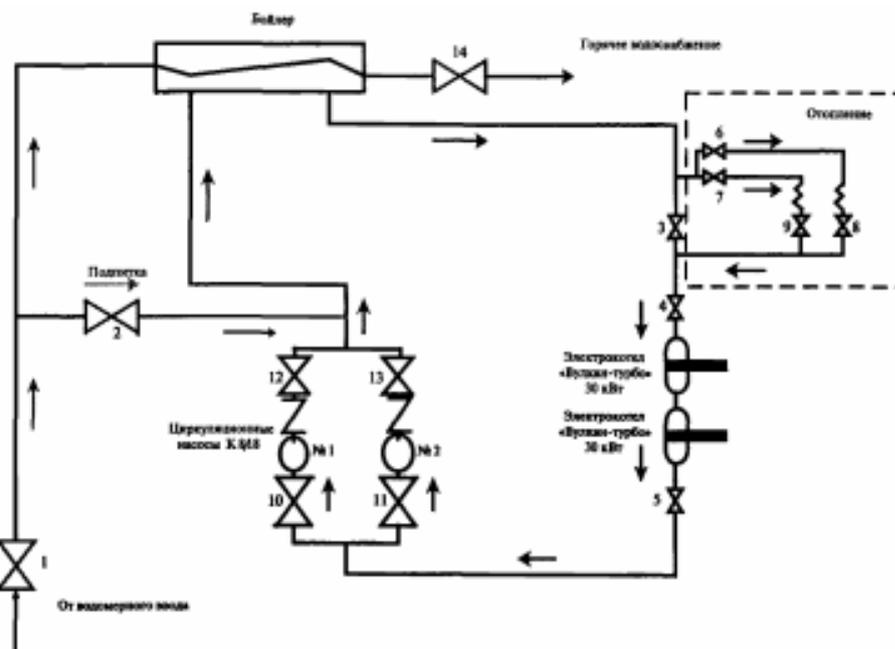


Рис. 4.1. Пример технологической схемы ЦТП

Теплоиспользующих установок с индивидуальными тепловыми пунктами (ИТП), в которых осуществляется конечное использование тепловой энергии для удовлетворения нужд потребителей. Каждая из указанных частей СЦТ представляет собой достаточно сложное инженерное сооружение. Эти части проектируются, строятся и эксплуатируются экономически самостоятельными предприятиями, которые сами определяют техническую и экономическую политику, согласовывая свои действия на границах эксплуатационной ответственности. В таких условиях целесообразно установить для каждой части СЦТ индивидуальные показатели и нормативы надежности. Следовательно, показатели надежности СЦТ в целом должны учитывать показатели надежности отдельных частей всей системы. Прежде чем сформулировать (определить) эти показатели, необходимо дать определение понятию надежности применительно к СЦТ в целом и ее составным частям в отдельности. Под надежностью СЦТ в целом и каждой из частей этой СЦТ (источника теплоты, магистральных и распределительных сетей, теплоиспользующих установок) следует понимать способность СЦТ и каждой ее части обеспечивать в течение заданного

времени и в заданных количествах подачу теплоты (теплоносителя с заданными параметрами) в заданных режимах при условии выполнения эксплуатационного обслуживания, включая ремонты всех элементов каждой из частей СЦТ согласно утвержденному регламенту. Надежность является сложным свойством, состоящим из более простых свойств, таких как безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость. В качестве показателей надежности для каждой части СЦТ должны быть установлены показатели (параметры), которые могут быть легко определены и зафиксированы с помощью приборов на границах эксплуатационной ответственности при передаче тепловой энергии (теплоносителя) от источников теплоты до отопительных приборов в отапливаемых помещениях и водоразборных кранов в системах горячего водоснабжения либо до технологических теплоиспользующих установок и аппаратов. Рассматривая СЦТ и ее составные части под углом зрения формулировок ГОСТ 27. 002-83 «Надежность в технике. Термины и определения», можно видеть, что ни СЦТ в целом, ни одна из ее составных частей с момента их создания практически не прекращают работать, а повреждение или отказ одного элемента в любой части системы (например, повреждение на одном из котлов на источнике теплоты либо одного из участков тепловой сети и др.) не приводит к полному нарушению работоспособного состояния этой части СЦТ (источника теплоты или тепловой сети). Поэтому указанное свойство СЦТ должно учитываться при определении показателей надежности. Поскольку одно из основных назначений СЦТ обеспечивать тепловой комфорт в жилых, общественно-административных и промышленных зданиях, т.е. поддерживать нормируемые санитарными правилами и СНиП значения внутренней температуры в отапливаемых помещениях и температуры горячей воды для бытовых и коммунальных нужд, то в качестве показателей надежности для систем теплоснабжения, вероятно, следует принять: 1) допустимые границы отклонений от нормы температуры воздуха внутри отапливаемых помещений и температуры горячей воды в системе централизованного горячего водоснабжения; 2) допустимую продолжительность указанных отклонений в интервале времени, когда имеет место нарушение в работе одной (или нескольких) частей СЦТ; 3) допустимую

суммарную продолжительность таких нарушений в работе тепло-потребляющих установок и других частей

СЦТ в течение заданного периода (например, года). Учитывая, что отмеченные показатели надежности систем теплоснабжения касаются здоровья человека (а не технологического оборудования СЦТ: котлов, насосов и др.), эти показатели должны быть определены и сформулированы врачами-гигиенистами. Для расчёта времени, в течение которого температура внутри отапливаемого помещения может понизиться до нормируемого врачами-гигиенистами минимального уровня, являющегося одним из показателей надежности теплоснабжения на уровне потребителя (здания).

Для конкретных зданий коэффициент аккумуляции является стабильной величиной. Он может быть найден либо расчётным путем с определением массы ограждающих конструкций зданий и их теплоёмкости, либо экспериментально кратковременного искусственного нарушения теплового режима здания (увеличения или снижения подачи теплоты и как следствие повышения или понижения внутренней температуры), а затем определения времени, в течение которого температура воздуха внутри отапливаемого помещения достигнет нормативных значений.

При известных показателях надежности, отражающих требования врачей-гигиенистов, используя данные об аккумулирующей способности здания (З и тепловые характеристики отопительных установок, нетрудно найти допустимые продолжительность и глубину отклонений параметров теплоносителя (температуры сетевой воды в подающем трубопроводе) и расход теплоносителя в системе теплоснабжения (в том числе и при нулевом расходе, т.е. при полном прекращении подачи теплоты). Таким образом, показатели надежности теплоснабжения на уровне потребителей теплоты будут учитывать требования врачей-гигиенистов, аккумулирующую способность отапливаемых зданий и схемные особенности теплоснабляющих систем с позиции устойчивости работы последних при существенных изменениях расходов и параметров теплоносителя. В качестве показателей надежности при проектировании СЦТ могут быть использованы продолжительность времени полного прекращения подачи теплоносителя

потребителю при расчётной температуре наружного воздуха, в течение которого температура внутри отапливаемых помещений понизится до минимально допустимого значения, нормируемого врачами-гигиенистами, а также суммарная продолжительность таких ограничений в течение года.

Бесперебойность подачи теплоносителя и допустимые границы отклонения параметров (давления, температуры) и расхода теплоносителя на ИТП потребителя должны определяться для каждого отапливаемого здания отдельно в зависимости от его назначения и аккумулирующей способности ограждающих конструкций при наиболее неблагоприятных режимах работы СЦТ. Целесообразно в процессе эксплуатации создавать банк данных по теплотехническим характеристикам отапливаемых зданий, в том числе коэффициентов аккумуляции. Знание указанных коэффициентов аккумуляции очень важно при решении многих задач, таких как разработка маневренных режимов ТЭЦ и котельных, прогнозирование динамики изменения внутренней температуры отапливаемых зданий при изменении параметров теплоносителя в тепловой сети, и других аналогичных расчётов нестационарных режимов работы систем теплоснабжения. Приведенные показатели являются исходными для проектирования тепловых сетей (сначала распределительных, а затем магистральных) и формирования показателей надежности источников теплоты. Обеспечение требуемых температур воздуха внутри отапливаемых помещений и температур горячей воды у потребителей по большому счету зависит от трех факторов: наличия в любой момент времени требуемого количества и качества теплоносителя на вводе теплоиспользующих установок; исправного состояния теплоиспользующих установок, теплообменных аппаратов и т.п.; эффективности теплоизолирующих строительных материалов и конструкций, применяемых при сооружении зданий (окон, стен, крыш, входных дверей и т.д.) и их технического состояния.

#### **4.3. Оценка износа оборудования и сетей ТГС**

Федеральная служба по экологическому технологическому и атомному надзору выпускает методические рекомендации по определению технического

состояния систем теплогасоснабжения. В документах по котлонадзору есть выпуск №13, посвящённый определению технического состояния теплоснабжения, горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и водоотведения.

Рекомендации по определению технического состояния систем теплоснабжения, горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и водоотведения путем проведения освидетельствования (далее — Рекомендации) устанавливают порядок и методы технического освидетельствования трубопроводных сетей и оборудования.

Техническое освидетельствование трубопроводов проводится лицом или группой лиц, ответственными за их исправное состояние и безопасную эксплуатацию.

Техническое освидетельствование трубопроводов, зарегистрированных в органах Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (далее — Ростехнадзор), проводится специалистами специализированных организаций, имеющих лицензию Ростехнадзора на осуществление деятельности по экспертизе промышленной безопасности технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах.

На основе Рекомендаций теплоэнергетические предприятия составляют стандарт организации либо местные инструкции по техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей с учётом особенностей и конкретных условий эксплуатации.

Техническое диагностирование трубопроводов III категории, отработавших расчётный срок службы, осуществляется по программам, согласованным с территориальными органами Ростехнадзора.

### ***Термины и определения***

*аварийное состояние трубопровода* — повреждение трубопровода с нарушением его герметичности или повреждение без нарушения

герметичности, которое может спровоцировать аварию (сдавливание трубы, наличие коверн, износ любой части трубы до недопустимых величин для рабочего давления);

*аварийное состояние запорно-регулирующей арматуры* — любые физические повреждения, через которые вытекает транспортируемая жидкость; заклинивание запорно-регулирующей арматуры в любом положении (открытом, закрытом, промежуточном), остаточная толщина корпуса задвижки меньше допустимой для рабочего давления, износ рамы для щитовых затворов/шиберов;

*аварийное состояние прочих объектов и оборудования коммунальных инфраструктур* — такое состояние объекта/оборудования, при котором его эксплуатация опасна для обслуживающего персонала и (или) прочего населения/потребителей; состояние, при котором оборудование не выполняет свои функции и не способно в требуемый момент произвести действия, направленные на включение и (или) отключение и (или) переключение всех видов;

*долговечность* — свойство объекта сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта;

*допустимая толщина стенки* — толщина стенки, при которой возможна работа трубопровода на расчётных параметрах в течение расчётного ресурса; она является критерием для определения достаточных значений фактической толщины стенки;

*критерий предельного состояния* — признак (совокупность признаков) предельного состояния объекта, установленный нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией;

*надёжность* — свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического

обслуживания, хранения и транспортирования. Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств;

*наработка* — продолжительность или объём работы объекта. Нарработка может быть, как непрерывной величиной (продолжительность работы в часах, километраж пробега), так и целочисленной величиной (число рабочих циклов, запусков);

*несплошность сварного соединения* — обобщенное наименование всех нарушений сплошности и формы сварного соединения (трещины, непровары, несплавления, включения);

*неустранимые аварийные состояния трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры, прочих объектов и оборудования коммунальных инфраструктур* — состояния трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры, прочих объектов и оборудования коммунальных инфраструктур, при которых ремонт невозможен и/или ремонт сопоставим с 70 % или более от стоимости нового оборудования (той же модели или тех же технических характеристик);

*остаточный ресурс* — суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние;

*предельное состояние* — состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно;

*пробное давление* — избыточное давление, при котором должно производиться гидравлическое испытание трубопровода или его фасонной части (детали) на прочность и плотность;

*рабочее давление в элементе трубопровода* — максимальное избыточное давление на входе в элемент, определяемое по рабочему давлению

трубопровода с учётом сопротивления и гидростатического давления (по величине рабочего давления в элементе трубопровода следует определять область применения материала);

*разрешенное давление* — максимально допустимое избыточное давление в трубопроводе или его фасонной детали, установленное по результатам технического освидетельствования или контрольного расчёта на прочность;

*расчётное давление* — максимальное избыточное давление в расчётной детали, на которое производится расчёт на прочность при обосновании основных размеров, обеспечивающих надёжную эксплуатацию в течение расчётного ресурса;

*ресурс* — суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации или ее возобновление после ремонта до перехода в предельное состояние;

*расчётный срок службы* — срок службы в календарных годах со дня ввода в эксплуатацию, по истечении которого следует провести экспертное обследование технического состояния трубопровода в целях определения допустимости, параметров и условий дальнейшей эксплуатации трубопровода или необходимости его демонтажа;

*устраняемые аварийные состояния трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры, прочих объектов и оборудования коммунальных инфраструктур* — состояния трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры, прочих объектов и оборудования коммунальных инфраструктур, при которых текущие ремонтные работы способны восстановить требуемые минимальные параметры;

*фактическая толщина стенки* — толщина стенки, измеренная на определяющем параметре эксплуатации конкретном участке детали при изготовлении или в эксплуатации.

#### **4.3.1. Рекомендации по проведению технического освидетельствования трубопроводов**

Трубопроводы подвергаются техническому освидетельствованию в целях определения их технического состояния, а также определения категорий трубопроводов и рабочих параметров паровых и водяных тепловых сетей в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды, утвержденных постановлением Федерального горного и промышленного надзора России от 11.06.2003 № 90 (зарегистрировано в Министерстве юстиции Российской Федерации 18.06.2003, регистрационный № 4719; Российская газета, 2003, № 120/1), и определения возможности их дальнейшей эксплуатации.

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 указывается в проектной документации и паспорте трубопровода (см. рис. 4.2).

№ п/п	№ камеры		Отметка лотка, м	Отметка люка, м	Угол поворота	Диаметр трубы	Длина интервала, м	Материал труб	Характеристика запорного устройства	№ задвижки		Примечание
	Старые	Новые								старый	новый	
1	КНС	025	117,82	123,00		$d - 600$	0,00	Сталь				
2	ФК-2а		119,61	123,00		$d - 800$	6,75	Сталь				
3	ФК-2		120,14	122,90		$d - 800$	50,30	Сталь				
4	ВК-3	025001	120,01	122,30	+5 гр	$d - 800$	65,00	Сталь				
5	К-4	025002	117,78	119,92	-15 гр	$d - 800$	12,00	Сталь	$D - 800$	23	0045	Отсекающая здв.

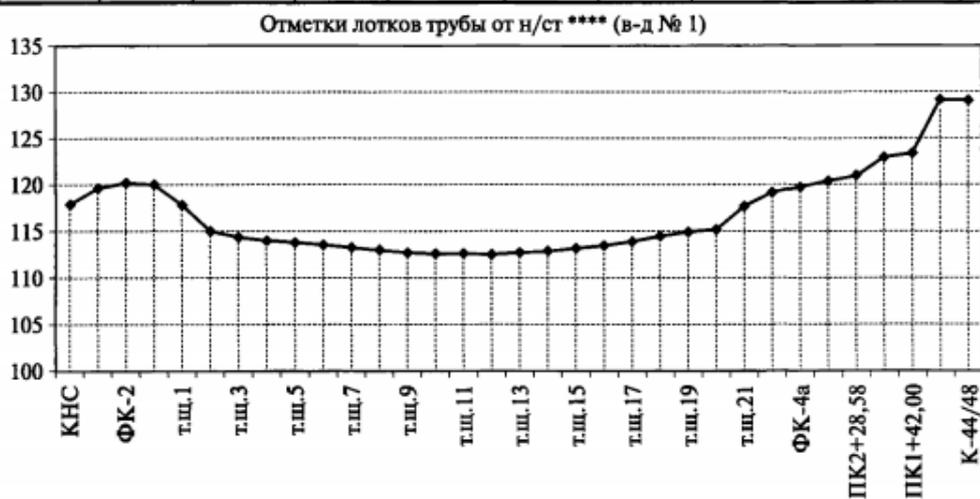


Рис. 4.2. Пример паспорта трубопровода

Трубопроводы теплоснабжения, горячего водоснабжения, водоотведения (напорные) подвергаются следующим видам технического освидетельствования: наружному осмотру и гидравлическому испытанию. Наружный осмотр трубопроводов может проводиться без снятия изоляции или со снятием изоляции.

Наружный осмотр трубопроводов, проводимый без снятия изоляции, имеет целью проверку: отсутствия видимой течи из трубопровода и заземления трубопровода в компенсаторах (для теплоснабжения), в местах прохода трубопровода через стенки камер, площадки, состояния подвижных и неподвижных опор.

Наружный осмотр трубопроводов, проводимый 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 включает визуальный и измерительный контроль.

Решение о необходимости снятия изоляции и проведения измерительного контроля, а также об его объёмах принимает лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода.

Другие критерии, определяющие периодичность проверки трубопроводов со снятием изоляции и (или) раскопки, в том числе со вскрытием проходных и непроходных каналов.

Техническое освидетельствование при наружном осмотре в процессе эксплуатации трубопроводов проводится лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов, со следующей периодичностью:

- 1) не реже одного раза в год (за исключением особых случаев);

- 2) не реже одного раза в полгода для сетей холодного водоснабжения диаметром от 600 мм и более;
- 3) не реже одного раза в полгода для сетей водоотведения (напорных) диаметром от 800 мм и более;
- 4) не реже одного раза в полгода для паровых и водяных сетей всех стандартных диаметров;
- 5) упреждающие локальные наружные осмотры сетей (мест подземной прокладки сетей) в местах проведения мероприятий, подразумевающих массовые скопления людей. Об указанных мероприятиях органы местного самоуправления уведомляют эксплуатирующую организацию не менее чем за семь календарных дней до даты их проведения;
- б) наружный осмотр и гидравлическое испытание трубопроводов, не подлежащих регистрации в органах Ростехнадзора, — перед пуском в эксплуатацию после монтажа, ремонта, связанного со сваркой, а также при пуске трубопроводов после нахождения их в состоянии консервации свыше двух лет.

Зарегистрированные в органах Ростехнадзора трубопроводы тепловых сетей подвергаются: наружному осмотру и гидравлическому испытанию перед пуском вновь смонтированного трубопровода (наружный осмотр в этом случае проводится до нанесения изоляции и включает визуальный и измерительный контроль), после ремонта, связанного со сваркой, а также при пуске трубопровода после нахождения в состоянии консервации свыше двух лет; наружному осмотру не реже одного раза в три года.

Наружный осмотр в процессе работы трубопроводов тепловых сетей в недоступных для осмотра местах (при прокладке в непроходных каналах, бесканальной прокладке) рекомендуется осуществлять 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, со вскрытием грунта и снятием изоляции должен проводиться при обнаружении течи или парения из трубопровода, нерасчётных смещений трубопровода, разрушения или увлажнения изоляции и других дефектов.

Для обнаружения дефектов трубопроводов косвенными методами рекомендуется использовать современные методы неразрушающего контроля состояния трубопроводов тепловых сетей: инфракрасная техника, акустические и ультразвуковые течеискатели, методы корреляции, магнитные методы, методы акустической эмиссии, вихрековые методы, длинноволновые ультразвуковые методы и др.

Вновь смонтированные трубопроводы тепловых сетей подвергаются наружному осмотру и гидравлическому испытанию и (или) 100 %-ному неразрушающему контролю монтажных сварных соединений до наложения тепловой изоляции на трубы, а в случае применения труб, поставляемых с завода с теплоизоляцией, — до нанесения изоляции на сварные стыки.

Перед первичным техническим освидетельствованием проверяется:

- 1) регистрационный номер трубопровода, записанный в паспорте;
- 2) наличие приказа о назначении лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода, а также
- 3) наличие аттестованного обслуживающего персонала;
- 4) наличие инструкции по пуску и обслуживанию трубопровода;
- 5) наличие паспорта трубопровода с основными данными;
- 6) наличие должностной инструкции лица, ответственного за ведение технической документации и паспортизации.

Осмотр запорно-регулирующей арматуры в камерах и (или) колодцах с прокруткой задвижек осуществляется в соответствии с рекомендациями

заводов-изготовителей, но не реже чем один раз в два года для отсекающих и один раз в три года для задвижек на связках.

Осмотр сетей, проложенных под землей (в грунтах, в непроходных каналах), осуществляется обходчиками по поверхности. Осмотр заключается в установлении отсутствия фактов провалов грунта, котлованов, нетипичного подтопления, парения (незамерзающие локальные участки земли над теплотрассами или трассами теплоснабжения в зимний период), отсутствия воды в колодцах (для водоснабжения и водоотведения).

Рекомендуется контролировать соблюдение защитных зон прохождения трубопроводов — отсутствия незаконных строений, складирования, парковки тяжелой техники, раскопок, прокладки дорог и (или) временных проездов, высадки деревьев или создания иных видов благоустройств, препятствующих в случае необходимости аварийным раскопкам.

#### **4.3.2. Оценка степени реального износа оборудования (реального состояния)**

Рекомендуется вести оценку оборудования по пяти основным группам:

- 1) оборудование новое или почти новое, нарушений в работе не выявляется, к состоянию и внешнему виду нареканий нет;
- 2) оборудование в работе, находится в неаварийном состоянии, но периодически возникают технические неполадки, которые устраняются в межремонтные интервалы;
- 3) оборудование в работе, находится внеаварийном состоянии, но периодически возникают технические неполадки (чаще, чем указанные заводом-изготовителем межремонтные интервалы);
- 4) оборудование в работе, но по выявленным показателям находится в предаварийном или аварийном состоянии, эксплуатация оборудования нежелательна или опасна;

5) оборудование не работает по причине невозможности эксплуатации вследствие явных нарушений конструкций или элементов.

Для каждого вида оборудования групп «в» и «г» рекомендуется указать возможность ремонта и узлы/элементы, нуждающиеся в ремонте.

В случае если бухгалтерский износ этого оборудования не более 50 %, рекомендуется пояснить причины такого состояния.

Рекомендуется учитывать факторы, влияющие на оборудование.

В том случае, если оборудование работает с нарушениями вследствие несоблюдения технологических режимов, это рекомендуется указать отдельно.

При составлении ППР применительно к оборудованию групп «в» и «г» рекомендуется указывать стоимость замены оборудования, а также стоимость годового обслуживания (ремонт, материалы и запчасти).

При проведении ремонтных работ оборудования в обязательном порядке рекомендуется составлять дефектную ведомость.

#### **4.3.3. Ремонты оборудования и межремонтные интервалы**

Система ремонта технологического оборудования станций и (или) котельных предусматривает обоснованное чередование капитального и текущего ремонта, предупреждения износа и предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения бесперебойной работы. Первостепенное значение имеет максимальное сокращение сроков ремонтных работ при обязательном обеспечении высокого качества и требуемых показателей продления срока службы оборудования.

Для снижения трудозатрат на производство работ текущий и капитальный ремонты рекомендуется проводить через определенное время. Преждевременный вывод в ремонт механического и технологического оборудования рекомендуется осуществлять по служебной записке лица,

ответственного за исправное состояние оборудования, и составлением дефектной ведомости.

Перенос срока проведения ремонта рекомендуется осуществлять по служебной записке лица, ответственного за исправное состояние оборудования, и согласованием с главными специалистами.

Сроки капитального и текущего ремонта принимаются ответственными лицами на предприятии на основе опыта промышленной эксплуатации оборудования либо по рекомендациям завода-изготовителя.

Осмотр оборудования, в том числе высоковольтного, вентиляционных систем, котлов осуществляется обслуживающим персоналом (сменный инженер, машинист, оператор) ежедневно.

Ремонтный персонал к осмотру технологического оборудования возможно не привлекать.

Техническое обслуживание тепловых энергоустановок и тепловых сетей производится ремонтным персоналом согласно графикам. Результаты осмотра записываются в журнал, по результатам малого ремонта составляется акт.

Работы, включенные в городские сборники, нормируются по ним.

Ремонт оборудования представляет собой основной вид мероприятий, направленных на содержание или восстановление их первоначальных эксплуатационных качеств.

Ремонтные работы подразделяются на:

- а) текущий ремонт;
- б) капитальный ремонт.

Все работы по текущему ремонту подразделяются на две группы.

Первая группа — профилактический ремонт, планируемый заранее по объёму и времени его выполнения;

Вторая группа — непредвиденный ремонт, выявленный в процессе эксплуатации и (или) проведенного освидетельствования, выполняемый в срочном порядке.

Текущий ремонт планируется в денежных и натуральных показателях за счёт эксплуатационных расходов.

План ремонта составляется на основании описей необходимых работ, составленных при осмотрах.

В отличие от профилактического ремонта, проводимого в плановом порядке, непредвиденный ремонт заключается в исправлении повреждений, которые не могли быть заранее обнаружены и устранены при профилактическом ремонте или возникли после его выполнения и были выявлены по итогам проведенного освидетельствования.

Текущий ремонт технического оборудования осуществляется бригадами цехов эксплуатации и (или) штатным персоналом станций и (или) котельных.

При приёмке работ проверяется устранение всех дефектов, ранее отмеченных при освидетельствовании и зарегистрированных в дефектной ведомости, а также делается запись в журнале ремонта оборудования.

Также проверке подлежит пополняемый перечень работ, относящихся к текущему ремонту.

К капитальному ремонту оборудования относятся работы, в процессе которых производится замена или восстановление изношенных частей (узлов, деталей).

Капитальный ремонт осуществляется за счёт амортизационных отчислений, предназначенных на эти цели. При проведении капитального ремонта целесообразно осуществлять модернизацию оборудования, направленную на повышение его производительности, энергоэффективности и надёжности работы.

При проведении и приемке работ рекомендуется проверить устранение всех дефектов, отмеченных в дефектной ведомости.

#### **4.3.4. Оценка состояния оборудования до и после ремонтов, проектно-сметная документация**

Сметы на проведение капитального ремонта оборудования составляются отдельно по каждому виду оборудования по действующим нормам и расценкам.

На работы, не описанные действующими едиными нормами времени, составляются дополнительные наряды в соответствии с действующей нормативной документацией.

Кроме прямых затрат на капитальный ремонт в сметах предусматриваются накладные расходы.

Сметы на капитальный ремонт утверждаются ответственным руководителем.

Делается заключение об износе оборудования:

- 1) для группы «а» в интервале от 0 до 15 %;
- 2) для группы «б» в интервале от 16 до 40 % — если оборудование по наработке прошло капитальный ремонт, а в межремонтные интервалы оборудование работает без аварий (допустимы незначительные сбои);
- 3) для группы «в» в интервале от 41 до 60 % — оборудование, прошедшее более одного капитального ремонта и (или) имеющее сбои в работе чаще, чем положено проведением ППР (при этом оборудование не вызывает аварийных ситуаций);
- 4) для группы «г» в интервале от 61 до 80 % — оборудование находится в аварийном состоянии, оборудование опасно в эксплуатации — нарушением работы сетей или подвергающее опасности жизнь и здоровье обслуживающего персонала, находящегося в непосредственной близости. Оборудование не может эксплуатироваться без постоянного надзора;

5) для группы «д» в интервале от 81 до 100 % — оборудование, включение которого невозможно и (или) опасно для сетей и (или) жизни и здоровья обслуживающего персонала. Эксплуатация такого оборудования неминуемо приведёт к аварии, и (или) такое оборудование физически невозможно включить в работу.

В том случае, если нарушение целостности оборудования носит временный характер и его возможно устранить в результате ППР, для такого оборудования указываются две группы, например, «в(б)» — то есть на данный момент оборудование соответствует группе «в», но ожидающийся плановый ремонт изменит группу на «б».

Процент условного износа определяется экспертным путем (специалистом от эксплуатирующей организации) в заданных интервалах.

Для оценки применяются как данные физического износа деталей и узлов, так и внешнее состояние, нарекания в работе, не подлежащие ремонту, и прочее. Условный износ может иметь один и тот же процент несколько лет, если его эксплуатационные характеристики соответствуют такому условному износу.

## **5. Основы проектирования теплогазоснабжения**

### **5.1. Основные положения законодательства о техническом регулировании в РФ.**

Федеральный закон "О техническом регулировании" от 27.12.2002 N 184-ФЗ регулирует отношения, возникающие при: разработке, принятии, применении и исполнении обязательных требований к продукции, в том числе зданиям и сооружениям, или к продукции и связанным с требованиями к продукции процессам проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации;

применении и исполнении на добровольной основе требований к продукции, процессам проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, а также к выполнению работ или оказанию услуг в целях добровольного подтверждения соответствия;

оценке соответствия.

ФЗ-184 также определяет права и обязанности участников регулируемых настоящим Федеральным законом отношений.

2. Требования к функционированию единой сети связи Российской Федерации, связанные с обеспечением целостности, устойчивости функционирования указанной сети связи и ее безопасности, отношения, связанные с обеспечением целостности единой сети связи Российской Федерации и использованием радиочастотного спектра, соответственно устанавливаются и регулируются законодательством Российской Федерации в области связи.

3. Действие ФЗ-184 не распространяется на социально-экономические, организационные, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные меры в области охраны труда, федеральные государственные образовательные стандарты, положения (стандарты) о бухгалтерском учете и правила (стандарты) аудиторской деятельности, стандарты эмиссии ценных бумаг и проспектов эмиссии ценных бумаг, стандарты оценочной деятельности, стандарты распространения, предоставления или раскрытия информации, минимальные социальные стандарты, стандарты предоставления государственных и муниципальных услуг, профессиональные стандарты, стандарты социальных услуг в сфере социального обслуживания, стандарты медицинской помощи.

4. ФЗ-184 не регулирует отношения, связанные с разработкой, принятием, применением и исполнением санитарно-эпидемиологических требований, требований в сфере обращения лекарственных средств, требований в области охраны окружающей среды, требований в области охраны труда, требований к

безопасному использованию атомной энергии, в том числе требований безопасности объектов использования атомной энергии, требований безопасности деятельности в области использования атомной энергии, требований к осуществлению деятельности в области промышленной безопасности, безопасности технологических процессов на опасных производственных объектах, требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики, требований к обеспечению безопасности космической деятельности, за исключением случаев разработки, принятия, применения и исполнения таких требований к продукции или к продукции и связанным с требованиями к продукции процессам проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации.

#### *Структура ФЗ-184:*

Статья 1. Сфера применения настоящего Федерального закона

Статья 2. Основные понятия

Статья 3. Принципы технического регулирования

Статья 4. Законодательство Российской Федерации о техническом регулировании

Статья 5. Особенности технического регулирования в отношении оборонной продукции (работ, услуг), поставляемой по государственному оборонному заказу, продукции (работ, услуг), используемой в целях защиты сведений, составляющих государственную тайну или относимых к охраняемой в соответствии с законодательством Российской Федерации иной информации ограниченного доступа, продукции (работ, услуг), сведения о которой составляют государственную тайну, продукции, для которой устанавливаются требования, связанные с обеспечением безопасности в области использования атомной энергии, процессов проектирования (включая изыскания),

производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации, утилизации, захоронения указанной продукции

Статья 5.1. Особенности технического регулирования в области обеспечения безопасности зданий и сооружений

Статья 5.2. Особенности технического регулирования в области обеспечения безопасности продукции, а также процессов проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, применяемых на территории инновационного центра "Сколково"

Статья 5.3. Особенности технического регулирования в области обеспечения безопасности продукции, а также процессов проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, применяемых на территории международного медицинского кластера

Статья 5.4. Особенности технического регулирования при осуществлении градостроительной деятельности в условиях стесненной городской застройки

Статья 5.5. Особенности технического регулирования в области обеспечения безопасности продукции, а также процессов проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, применяемых на территориях инновационных научно-технологических центров.

## **5.2. Требования антикоррупционного законодательства РФ в производственной деятельности в сфере теплогазоснабжения.**

Российская Федерация в 2006 году ратифицировала международные конвенции, посвященные теме коррупции:

«Конвенция об уголовной ответственности за коррупцию» (заключена в г. Страсбурге 27.01.1999);

«Конвенция Организации Объединенных Наций против коррупции» (принята в г. Нью-Йорке 31.10.2003 Резолюцией 58/4 на 51-ом пленарном заседании 58-ой сессии Генеральной Ассамблеи ООН).

Федеральный закон от 25.12.2008 № 273-ФЗ «О противодействии коррупции» — базовый документ, который на законодательном уровне определяет профилактические меры. Помимо него, ориентироваться следует, в том числе, на:

- Федеральный закон от 25.12.2008 № 274-ФЗ;
- Федеральный закон от 25.12.2008 № 280-ФЗ;
- Национальный план противодействия коррупции на 2018-2020 годы, утвержденный указом президента РФ от 29.06.2018 № 378;
- указ президента РФ от 15.07.2015 № 364.

На основании этих нормативных актов и рекомендаций Министерства труда в организациях, в том числе в сфере теплогазоснабжения, издают положение об антикоррупционной политике на 2020 год, дорабатывая его по мере необходимости.

### **5.3. Разработка проектно-сметной документации**

До начала строительного-монтажных работ (СМР) на строительной площадке должен быть выполнен комплекс технической и организационной подготовки, способствующий решению задач с наибольшей эффективностью, высоким качеством работ, экономичным расходом ресурсов и экономией времени.

Организационная подготовка строительства включает в себя принятие решения о начале строительства, предпроектную подготовку (включая изыскательские работы и выбор места строительства) и проектирование.

На предпроектной стадии разрабатывают обоснование инвестиций (финансирование), в котором указывают цель инвестирования, назначение и

мощность строительного объекта, перечень (номенклатуру) продукции или услуг, источники и объём финансирования.

В местные исполнительные органы власти представляется ходатайство (декларация) о намерениях, где приводятся сведения о будущих возможностях производственного предприятия, энергоресурсах, влиянии на окружающую среду, информация об источниках финансирования и способах использования готовой продукции.

После получения положительного заключения разрабатывается обоснование инвестиций в строительство, для чего генеральной проектной организации (генпроектировщику) заказчик (застройщик) выдает задание на проектирование.

Генпроектировщиком по подряду с заказчиком является проектная организация, выполняющая основную часть проектных работ (в жилищно-гражданском строительстве) или разрабатывающая технологическую часть проекта (в промышленном строительстве).

С ее согласия заказчик по контракту нанимает для проектирования специализированные субподрядные проектные и проектно-изыскательские организации.

Выполненные проектировщиком и субподрядными проектно-изыскательскими организациями экономические и технические (инженерные) изыскания подтверждают (или опровергают) целесообразность строительства.

Экономические изыскания заключаются в разработке вариантов обеспечения строительства сырьевыми ресурсами, транспортом, рабочими кадрами, жильем и культурно-бытовыми учреждениями.

Технические изыскания состоят из следующих периодов:

- 1) подготовительный период, включающий в себя сбор и анализ справочных данных;
- 2) камеральный период, заключающийся в обработке материалов полевых работ, составлении отчета и строительного паспорта.

При технических изысканиях изучают:

- 1) характер и рельеф местности (топографо-геодезические изыскания);
- 2) уровень грунтовых вод и свойства грунтов (гидрогеологические и геологические изыскания);
- 3) атмосферные условия (гидрометеорологические изыскания);
- 4) состояние почвы (почвенно-геоботанические изыскания);
- 5) состояние окружающей среды и влияние на нее будущего строительства (санитарно-гигиенические изыскания).

Обоснование, подтвержденное материалами изысканий, предоставляется заказчиком на госэкспертизу. После получения положительного заключения госэкспертизы и решения местного органа исполнительной власти разрабатывается проектная документация на строительство объекта. В зависимости от сложности объекта проектная документация на строительство разрабатывается в одну или две стадии.

Одностадийное проектирование (рабочий проект) осуществляется на реконструкцию объекта и новое строительство по типовым проектам.

Проектирование таких технически сложных объектов, как здания крупных промышленных предприятий, большепролетные или высотные сооружения, обычно осуществляется в две стадии - проект и рабочая документация.

При строительстве специальных зданий и сооружений проектные работы могут выполнять любые проектные организации и фирмы, прошедшие лицензирование:

1. технологические, проектирующие технологию производственных процессов;
2. строительные, проектирующие строительную часть определенных видов зданий и сооружений;

3. комплексные, проектирующие технологическую и строительную части.

Проектирование крупных промышленных и гражданских объектов обычно поручается крупным специализированным проектным организациям.

В последнее время появились проектно-строительные организации (фирмы) и объединения, разрабатывающие проектную документацию, а затем реализующие ее при строительстве зданий и сооружений.

На основании утвержденного проекта разрабатывается рабочая документация (РД): локальные сметы, ведомости объемов строительно-монтажных работ, перечень необходимых материалов, проект производства работ (ППР), спецификации оборудования и приборов.

Проектную документацию на строительство, как правило, разрабатывают на конкурсной основе по подрядным торгам (тендер).

Основными требованиями к представленной на тендер проектной документации являются:

- 1) архитектурно-строительные, объёмно-планировочные и конструктивные решения;
- 2) разработка мероприятий по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям;
- 3) разработка природоохранных мероприятий.

Дополнительные требования к зданиям и сооружениям производственного назначения определяются технико-экономическими показателями объекта (мощность, производительность), конкурентоспособностью и экономичностью продукции.

Дополнительными требованиями к объектам жилищно-гражданского назначения являются эстетичность и выразительность фасадов, наличие

встроенных предприятий общественного обслуживания, число секций, квартир и т.д.

#### **5.4. Организация строительного производства**

Опыт строительства показывает, что правильно организовать строительное производство можно лишь при наличии комплексной проектно-технологической документации - проектов организации строительства (ПОС) и проектов производства работ.

Порядок разработки указанных документов изложен в СНиП 3.01.01-85 "Организация строительного производства". ПОС разрабатывается Генпроектировщиком или по его заказу другой проектной организацией и является обязательным документом для заказчика и организаций, осуществляющих строительство и материально-техническое снабжение объекта.

Исходные материалы для разработки ПОС включают в себя:

- 1) технико-экономическое обоснование (ТЭО) строительства и задание на проектирование объекта;
- 2) материалы инженерных изысканий (при реконструкции объектов - материалы их предпроектного технического обследования);
- 3) решения по применению материалов, механизмов и ресурсов;
- 4) сведения об условиях поставки строительных конструкций, изделий и оборудования;
- 5) объёмно-планировочные и конструктивные решения объектов и принципиальные технологические схемы строительства;
- 6) другие сведения и материалы, необходимые для разработки проекта.

Состав ПОС регламентирован приложением 2 СНиП 3.01.01-85, он включает в себя следующие основные документы:

- 1) календарный план строительства, в котором определяются сроки и очередность возведения основных и вспомогательных зданий с распределением капитальных вложений по периодам строительства;
- 2) строительные генеральные планы для подготовительного и основного периодов строительства;
- 3) организационно-технологические схемы, определяющие последовательность возведения объектов и выполнения работ;
- 4) ведомости объёмов основных строительных, монтажных и специальных строительных работ с выделением работ по основным зданиям и сооружениям и периодам строительства;
- 5) ведомости потребности в строительных материалах и оборудовании с распределением по календарным периодам строительства;
- 6) график потребности в основных строительных машинах; график потребности в кадрах строителей по основным категориям;
- 7) пояснительная записка, содержащая основные данные для разработки организационно-технологических решений проекта, обоснование методов организации и технологии строительного производства, потребности в кадрах и материально-технических ресурсах, методов производства строительных работ, перечень условий сохранения окружающей среды, технико-экономические показатели (ТЭП).

Состав и содержание ПОС могут изменяться в зависимости от сложности и специфики проектируемых объектов, необходимости применения специальных вспомогательных сооружений, приспособлений и установок, особенностей отдельных видов работ, а также от условий поставки на строительную площадку материалов, конструкций и оборудования.

Для сложных объектов, где впервые применяется принципиально новая технология производства, уникальное технологическое оборудование, а также зданий, строительство которых намечается в особо сложных природных

условиях, в состав ПОС включают несколько дополнительных документов, важнейшим из которых является комплексный укрупненный сетевой график (КУСГ).

ПОС для несложных объектов можно разрабатывать в сокращенном объеме. Он состоит из:

- 1) календарного плана строительства;
- 2) строительного генерального плана (стройгенплана);
- 3) данных об объемах СМР и потребности стройки в основных материалах, конструкциях изделий и оборудовании;
- 4) графика потребности в строительных машинах и транспортных средствах;
- 5) краткой пояснительной записи, включающей мероприятия по охране труда;
- 6) технико-экономических показателей.

ППР на строительство новых, расширение и реконструкцию предприятий, зданий или сооружений разрабатывают подрядные строительные или проектно-технологические организации (Оргтехстрой). Состав ППР регламентирован СП 48.13330.2011.

В зависимости от продолжительности строительства объектов и объемов работ можно разрабатывать ППР не только на здание или сооружение, но и на отдельные их части, а также на выполнение отдельных технически сложных общестроительных или специальных работ.

ППР на работы подготовительного периода, на основные и технически сложные работы должен быть выполнен до начала строительства объекта или тех его частей, на которые составлен ППР.

Исходными материалами для разработки ППР служат:

1. задание на его разработку;
2. ПОС; рабочая документация;

3. материалы технического обследования действующих предприятий при их реконструкции;

4. требования к особенностям выполнения СМР и специальных работ в условиях действующего предприятия.

В обязательном порядке в ППР должны быть включены:

- 1) календарный план производства работ по объекту;
- 2) строительный генеральный план (СГП);
- 3) технологические карты (схемы) на выполнение отдельных видов работ, последовательность работ при реконструкции;
- 4) решения по производству геодезических работ;
- 5) решения по технике безопасности;
- 6) решения по прокладке временных коммуникаций;
- 7) перечни технологического инвентаря и монтажной оснастки;
- 8) пояснительная записка.

ППР на выполнение отдельных видов работ (монтажных, отделочных и т.п.) должен состоять из:

- 1) календарного плана производства работ по виду работ;
- 2) СГП;
- 3) технологических карт производства работ;
- 4) данных о потребности в основных материалах, машинах, приспособлениях и оснастке;
- 5) краткой пояснительной записки с необходимыми обоснованиями и технико-экономическими показателями.

В целях равномерной загрузки монтажных бригад, возводящих сложные и трудоемкие части промышленных комплексов, на основе исходных данных, содержащихся в ПОС и ППР, могут разрабатываться проекты организации

работ (ПОР), в которых приводятся расписание движения бригад, графики комплектации оборудования, материалов и т.п.

Технологические карты (ТК) разрабатываются по единой схеме, рекомендуемой методическими указаниями

Центрального научно-исследовательского института организации, механизации и технической помощи в строительстве (АОЗТ ЦНИИОМТП).

В них отражаются вопросы технологии и организации строительного процесса, потребности в материально-технических ресурсах, а также требования к качеству работ.

*Технологическая карта должна состоять из шести разделов:*

*I раздел "Область применения".*

Содержит условия выполнения строительного процесса (в том числе климатические), характеристики конструктивных элементов зданий, сооружений и их частей, состав строительного процесса;

*II раздел "Технология и организация выполнения строительного процесса".*

Содержит требования к завершенности предшествующего процесса, состав машин и механизмов с указанием их технических характеристик и количества, перечень, последовательность и схемы выполнения операций или простых процессов, а также схемы расположения механизмов и приспособлений, складирования материалов и конструкций;

*III раздел "Требования к качеству и приемке работ".*

Приводится перечень операций, схемы и способы контроля, используемые приборы и оборудование;

*IV раздел "Техника безопасности и охрана труда, экологическая и пожарная безопасность".*

Определяет правила безопасного выполнения процесса для условий строительства, экологические требования к производству работ, условия сохранения окружающей среды;

*V раздел "Потребность в ресурсах".*

Приводится перечень машин, механизмов и инвентаря, а также ведомость потребности в материалах, изделиях и конструкциях;

*VI раздел "Технико-экономические показатели".*

Содержит затраты труда рабочих (чел.-ч), затраты времени работы машин (маш.-ч), заработную плату рабочих и машинистов (руб.), продолжительность выполнения процессов (смен) в соответствии с графиком, выработку на одного рабочего в смену (в натуральных показателях), затраты на механизацию (руб.), калькуляцию трудозатрат и затрат времени работы машин, график производства работ.

Технологические карты должны разрабатываться на основе прогрессивных технологий, с учётом новых технических средств, индустриализации и комплексной механизации процессов и должны обеспечивать высокую производительность труда, улучшение качества работ и снижение себестоимости продукции.

В развитие ТК иногда составляются карты трудовых процессов (КТП), состоящие из четырех разделов: "Область и эффективность применения карты"; "Условия и подготовка выполнения процесса"; "Исполнители, предметы и орудия труда"; "Технология процесса и организация труда".

Основная цель разработки ПОС и ППР - способствовать повышению технической культуры в строительном производстве, внедрению передовых методов ведения строительных работ, повышению качества и снижению стоимости строительной продукции, что является особенно важным при рыночной экономике.

Как правило, должно быть разработано несколько вариантов ПОС и ППР, из которых затем выбирают наиболее эффективный.

При сравнении, в первую очередь, анализируют затраты финансовых средств, времени, труда и материально-технических ресурсов. Рассматриваются следующие основные технико-экономические показатели:

- 1) стоимость производства, т.е. себестоимость работ в целом или единицы строительной продукции (1 м<sup>2</sup> площади здания, 1 м<sup>3</sup>) объёма здания или несущих и ограждающих конструкций и т.п.);
- 2) продолжительность строительства объекта;
- 3) трудоёмкость работ, т.е. общие затраты труда или удельная трудоёмкость (на 1 м<sup>2</sup>, 1 м<sup>3</sup>, 1 т и др.).

Основные показатели могут быть дополнены частными: затраты на единицу продукции, выработка рабочего за единицу времени и т.п.

### **5.5. Капитальные затраты в объекты теплоснабжающих систем**

Поскольку в большинстве задан в области теплофикации и централизованного теплоснабжения приходится учитывать зависимости капитальных затрат и издержек производства от производственных и технических параметров, ниже излагаются методы расчёта основных технико-экономических показателей для различных энергетических объектов, являющихся составными элементами систем централизованного теплоснабжения.

Капитальные затраты в объект должны включать капитальные затраты, имеющие место на всех этапах расчётного периода, т.е. на предынвестиционной, инвестиционной и эксплуатационной стадиях.

На предынвестиционной стадии в составе капитальных затрат учитываются:

- 1) расходы на предварительные техникоэкономические исследования, маркетинговые исследования, на разработку проекта, оплату консультационных услуг при разработке проекта;
- 2) расходы на эмиссию ценных бумаг;
- 3) включающие расходы на составление и издание проспектов о новом выпуске акций;
- 4) затраты на создание временных сооружений и пр.

На стадии осуществления проекта, инвестиционной стадии оцениваются капитальные затраты и расходы:

- 1) на приобретение лицензии, дающей право осуществлять производство и (или) передачу энергии на данной территории;
- 2) на покупку земельного участка и подготовку его к началу строительства объекта; на строительство зданий, сооружений; на покупку и монтаж основного и вспомогательного оборудования, передаточных устройств, транспортных средств и т.д.;
- 3) на формирование оборотного капитала, необходимого для начала полной или частичной эксплуатации объекта (включаются расходы на создание запасов топлива на электростанции или котельной, запасов вспомогательных материалов, запасных частей и т.д.);

На стадии разработки проекта составляется смета капитальных затрат. Исходной информацией для составления сметы служат данные проекта: состав оборудования, объём строительных и монтажных работ, а также нормы и расценки на строительномонтажные работы, преискурантные ИЛИ договорные цены на оборудование и материалы.

Ввиду большой трудоёмкости составления сметы на этапе предварительных технико-экономических исследований допустимо при расчёте капитальных вложений пользоваться нормативами удельных проектными организациями.

## **5.6. Использование компьютерных программ для проектирования систем теплогазоснабжения**

Постоянно растёт количество и функциональность программных продуктов для расчётов сетей теплоснабжения. Выбор той или иной программы должен соответствовать возложенным задачам. Для начального обучения и решения простых задач подходят демо-версии известных программ, которые

свободно можно взять с сайтов производителей-представителей этих расчётно-графических комплексов. Не стоит тратить деньги вуза на покупку огромного числа лицензий, если базовое обучение можно провести и при помощи демонстрационных версий. Использование демо-версий в учебном процессе вузов никак не отражается на качестве обучения и не требует специального финансирования. Для выполнения более сложных задач, конечно же, потребуется полноценная версия программного продукта.

Универсальные расчётно-графические комплексы Zulu (компания Политерм, СПб) и ГРАСТ (Москва). Комплекс Zulu позволяет выполнять расчёты многих инженерных систем. Комплекс ГРАСТ подходит только под задачи теплоснабжения.

Для лучшего усвоения материала и понимания процессов студентам предлагается выполнять одинаковые задания в двух программах, и затем оценить полученный результат.

В рамках специализированных курсов необходимо разбирать элементарные задачи по теплоснабжению. Соблюдать принцип от простого к сложному. Это требуется для лучшего понимания процессов, происходящие в сетях и в ключевых точках системы. Компьютерная программа позволяет быстро пересчитывать системы на разные климатические параметры, изменения нагрузки и варианты подключения потребителей. Это очень важно для моделирования различных ситуаций в сетях теплоснабжения.

При освоении программ по расчёту тепловых сетей необходимо начинать с элементарного – один источник и один потребитель. На примере этого задания можно прочувствовать влияние изменения любого параметра на систему см. рис. 5.1.

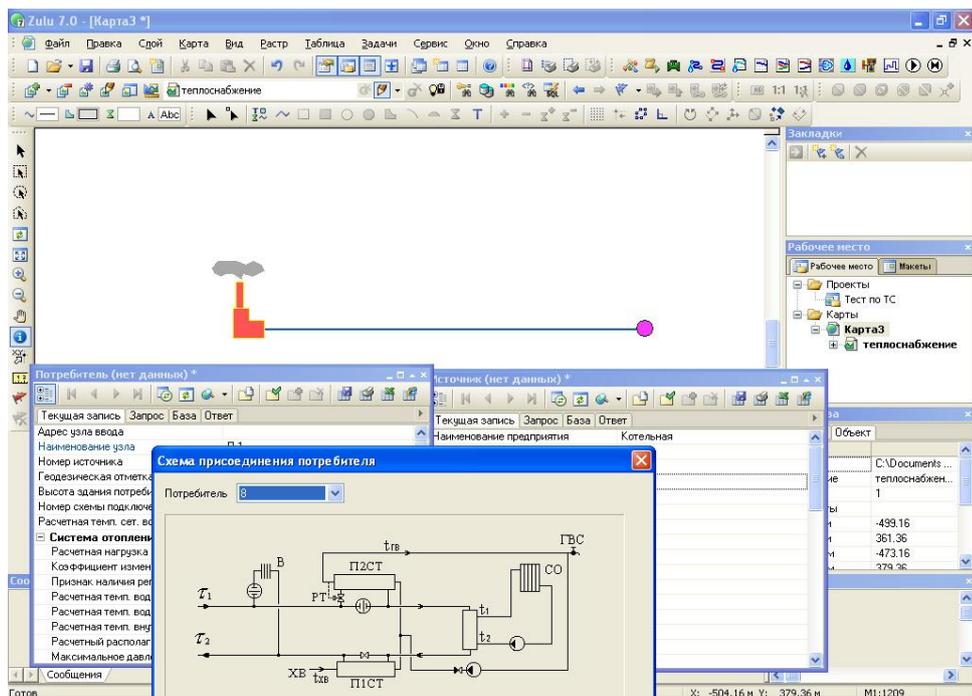


Рис. 5.1. Интерфейс программы Zulu 7.0 и расчёт элементарной схемы теплоснабжения (Один источник – один потребитель).

Аналогичная задача может быть решена и в других подобных программах. Обязательно нужно давать студенту возможность выполнять задание в разных программах. Это существенно расширяет кругозор, повышает качество обучения и полученные знания могут быть использованы для совершенствования программ.

По мере обучения задания усложняются. К примеру, можно рассчитать сеть с одним источником и тремя потребителями. Причём выполнить расчёты с использованием различных схем подключения потребителей к тепловой сети, по нескольким видам расчётов и разным тепловым нагрузкам. Когда студент освоит программу и самостоятельно сможет устранять ошибки при задании исходных данных, то можно переходить итоговому контрольному занятию.

На итоговом занятии преподаватель выдаёт задания по вариантам планировки кварталов, климатологии и нагрузкам. Привязку к вариантам заданий можно осуществлять по списочному номеру, номеру компьютера и т.д. Далее студент самостоятельно принимает решение по выбору схемы

подключения потребителей и варианту трассировки сетей. После чего проводит все необходимые расчёты.

## **5.7. Принципы и особенности проектирования тепловой сети**

Проектирование тепловой сети начинается с выбора трассы и способов ее прокладки. В населенных пунктах по архитектурным условиям следует предусматривать подземную прокладку трубопроводов. Сооружение тепловых сетей связано с выполнением трудоемких и дорогостоящих операций, поэтому необходимо тщательно проработать варианты трассы и профиль прокладки сетей. Выбор трассы производят на рабочем генплане в масштабе 1:500, на котором указывают все наземные и подземные сооружения и объекты перспективного строительства, данные о характере грунтов и грунтовых водах, геодезические отметки поверхности земли. Трасса должна быть прямолинейной, пролегать в одной стороне застройки. Длине ее должна быть, по возможности, наименьшей и минимальной по объёму работ при ее сооружении. Частые пересечения с инженерными коммуникациями и линиями городского транспорта ведут к удорожанию сети. Если невозможно избежать эти пересечения, то они должны выполняться под углом  $90^\circ$ , в крайнем случае под углом  $45^\circ$ . При этом необходимо учитывать возможность прокладки теплосети совместно с другими коммуникациями – водопроводом, электрическим кабелем и др. Совместная прокладка выполняется в проходных каналах, коллекторах, а также на эстакадах, многоярусных опорах по территории промышленных предприятий.

В жилых кварталах трассу прокладывают в отведенных технических полосах параллельно улицам и дорогам. Допускается прокладка трассы теплосети под проезжей частью и под тротуаром. Реки, овраги, железные дороги, трамвайные пути, газопроводы необходимо пересекать под прямым

углом или  $45^\circ$ . Допускается прокладка теплопроводов по конструкциям железнодорожных и автомобильных мостов.

В особых случаях допускается пропускать трубопроводы канализации, водопровода и газопроводы давлением до 0,6 Мпа через каналы и камеры теплосетей при их помещении в гильзы из стальных труб с длиной по обе стороны не менее 2 м. При пересечении с инженерными коммуникациями тепловые сети могут располагаться или над ними, или под ними.

Заглубления тепловых сетей от поверхности земли принимают не менее:

- 1) 0,5 м до верха перекрытий каналов и тоннелей;
- 2) 0,3 м до верха перекрытий камер;
- 3) 0,7 м до верха оболочки бесканальной прокладки.

Уклоны трубопроводов независимо от способа прокладки должны быть не менее 0,002.

Планы теплосетей выполняются при рабочем проектировании в масштабе 1:500-1:2000. На планах показывают привязку основных точек трассы, расстояния между неподвижными опорами и компенсаторами и их номера, углы поворота и компенсаторных ниш. Указывают тип канала и диаметры трубопроводов. Данные о расходах теплоносителя и диаметры трубопроводов указываются на монтажной схеме.

### **5.7.1. Построение продольного профиля**

По трассе тепловых сетей строится продольный профиль на основе натуральной съемки и проекта вертикальной планировки местности. На профиле показываются черные и планировочные (красные) отметки земли, уровень грунтовых вод, существующие и проектируемые коммуникации и сооружения с указанием отметок, уклоны трубопроводов. При проектировании дренажа его показывают на профиле. Показывают пересекаемые инженерные

сооружения с указанием расстояния до них от конструкций теплосети по вертикали или их геодезических отметок.

i. В масштабе (1:500, 1:1000 или 1:5000) наносят план трассы с разверткой трубопровода в линию.

2. В вертикальном масштабе (1:100, 1:200) наносится профиль поверхности земли по рассматриваемому участку теплосети.

3. Отмечают черные и красные отметки, типы каналов, диаметры труб.

4. Приблизительно рассчитывают минимальные глубины камер с учётом установленного в камерах оборудования (запорная арматура, компенсаторы).

5. Намечают положение трассы с учётом минимальных заглублений камер и каналов. уклонов.

6. Проставляют все отметки: низа трубы, типа каналов, глубины заложения, уклонов.

Увязку продольного профиля с пересекаемыми инженерными сооружениями производят с соблюдением допустимых расстояний по вертикали и в зависимости от того, проектируемые инженерные сооружения или существующие.

### **5.7.2. Продольный профиль тепловой сети**

По выбранной в плане трассы тепловой сети строится продольный профиль. Продольный профиль разрабатывается для увязки взаимного положения трубопроводов или каналов тепловой сети с другими инженерными коммуникациями и сооружениями; по нему можно оценить объёмы земляных и строительных работ. Продольный профиль разрабатывается для магистрального

участка тепловой сети, проложенного на территории *жилого* района, в масштабах: горизонтальном 1:2000, вертикальном 1:100.

Первоначально вычерчивается формуляр, согласно [10], в котором указывают натурные (на основе натурной съёмки, полученной в результате нивелировки трассы) и планировочные (на основе проекта вертикальной планировки – организации рельефа) отметки поверхности земли, уровень грунтовых вод. Над формуляром вычерчивается геологический разрез местности, на котором показывают пересекаемые автомобильные дороги, железнодорожные и трамвайные пути, подземные и надземные инженерные коммуникации (газопровод, канализация, водопровод, электрические и телефонные кабели), влияющие на прокладку проектируемых тепловых сетей, с указанием их габаритных размеров, высотных отметок и, при необходимости, координат или привязок. Кроме того, даётся развёрнутый план трассы с указанием углов поворота, ответвлений, неподвижных опор, компенсаторов, компенсаторных ниш и тепловых камер. При проектировании попутного дренажа указываются отметки лотка, диаметр и уклон дренажных труб.

Далее вычерчивают каналы тепловой сети, показывают места размещения тепловых камер, неподвижных опор, ниш П-образных компенсаторов, отдельно стоящих опор, вентиляционных шахт и других сооружений и конструкций тепловых сетей.

Трубопроводы бесканальной прокладки показывают контурными очертаниями наружных габаритов трубопроводов.

При построении продольного профиля тепловых сетей должны учитываться наименьшие допустимые расстояния по вертикали (в свету) от наружной поверхности каналов до пересекаемых сооружений и инженерных сетей.

Заглубление тепловых сетей от поверхности земли должно приниматься не менее:

- 1) 0,5 м до верха перекрытия каналов;

- 2) 0,3 м до верха перекрытия камер;
- 3) 0,7 м до верха оболочки бесканальной прокладки.

Малое заглубление тепловых сетей имеет существенное значение при их подземной прокладке в неблагоприятных гидрогеологических условиях, а именно: расположение каналов или трубопроводов бесканальной прокладки выше уровня грунтовых вод позволяет отказаться от проведения сложных мероприятий по защите их от затопливания (устройство попутного дренажа, отводящих стоков, гидроизоляции каналов). Если тепловые сети проектируются с попутным дренажом, он должен быть отражён в плане и профиле трассы.

Уклон трубопроводов водяных тепловых сетей, независимо от направления движения теплоносителя, должен быть не менее 2%.

Изменение направления уклона следует осуществлять в запроектированных тепловых камерах. Уклон трубопроводов ответвлений рекомендуется принимать в сторону тепловых камер. На отдельных участках – при пересечении коммуникаций, рек (при прокладке по мостам), оврагов – допускается прокладывать теплотрассу без уклона.

Учитывая рельефные условия, в отдельных узлах трубопроводов необходимо предусматривать арматуру для спуска воды и выпуска воздуха из трубопроводов тепловой сети. Условные проходы штуцеров и запорной арматуры для спуска воды и выпуска воздуха следует принимать по табл. 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1

Условный проход штуцера и запорной арматуры для спуска воды

$D_y$ , мм	65 вкл.	80-125	до 150	200-250	300-400	500	600-700
Условный проход штуцера, мм	25	40	50	80	100	150	200

Условный проходштуцера и запорной арматуры для выпуска воздуха

$D_y$ , мм	25-80	100-150	200-300	350-400	500-700	800-1200
Условный проходштуцера, мм	15	20	25	32	40	50

Отвод воды из труб, каналов и камер следует предусмотреть в ливневую канализацию, в водоем или овраг. Возможность отвода воды в водоёмы и овраги осуществляется с разрешения соответствующих организаций надзора.

Если в пониженной точке продольного профиля не предусматривается устройство камеры для размещения оборудования тепловой сети, то в этом месте выполняется колодец для удаления случайной воды с выпуском в ливневый сток.

Ломаный профиль трассы усложняет эксплуатацию из-за необходимости сооружения тепловых камер для размещения спускных устройств и воздушников.

### 5.7.3. Указания по расчёту уклона на участке теплотрассы

При подземной канальной прокладке в начале участка, отложив величину заглубления, например, минимальную, равную 0,5м и учитывая толщину плиты перекрытия, получают отметку потолка канала. Внутренняя высота канала известна из «Теплового расчёта», следовательно, находят отметку пола канала. Аналогично рассчитывают отметки потолка и пола канала в конце участка. Зная величины отметок пола канала в начале и в конце участка, определяют превышение одной отметки над другой. Поделив величину превышения на длину участка, рассчитывают уклон канала, умножив полученную величину на 1000 (промилле – тысячная доля от числа). Уклон должен быть не менее 2%. В случае, если уклон получился менее 2% или на участке ровный рельеф местности, то задаётся минимальным  $i = 0,002$  и умножают на длину участка.

Зная отметку пола в начале участка, добавляют или отнимают (в зависимости от того, выполняется повышение или понижение трассы) полученную величину превышения, в итоге – определяют отметку пола канала в конце участка.

При подземной бесканальной теплотрассе рассчитывают отметки дна траншеи и верха изоляции трубопроводов с учётом толщины слоя песчаной подушки (100мм). Уклон определяют, как при канальной прокладке.

При надземной прокладке теплотрассы заполняют формуляр.

В начале участка принимают высоту стойки, например, 1м. Зная проектную отметку земли, рассчитывают отметку верха несущей конструкции. Добавляют высоту подвижной опоры, например, 100мм и получают отметку низа трубы. Аналогичный расчёт отметок в конце участка. Зная отметки в начале и в конце участка трассы, определяют уклон как при подземной прокладке.

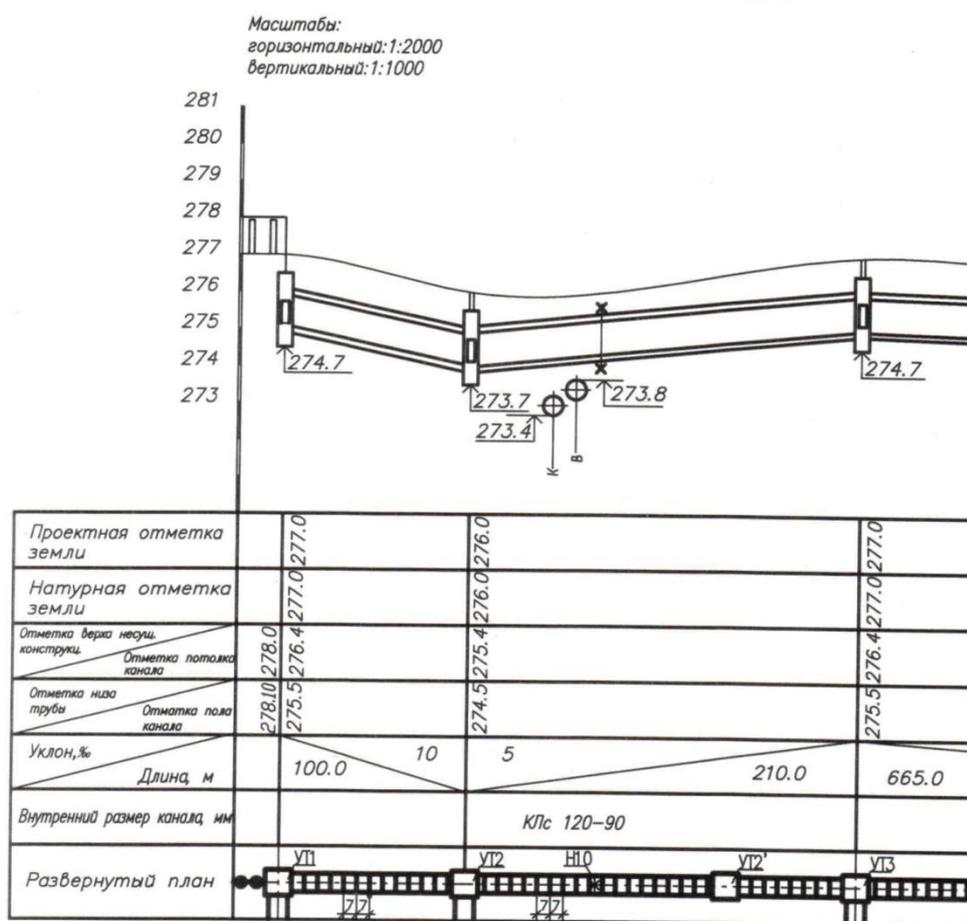


Рис. 5.2. Продольный профиль участка теплотрассы.

#### 5.7.4. Требования к режимам давлений

Для водяных тепловых сетей следует предусматривать следующие гидравлические режимы:

1. Расчётный – по расчётным расходам сетевой воды для открытых и закрытых систем теплоснабжения.

2. Зимний – при максимальном отборе воды на горячее водоснабжение из обратного трубопровода для открытых систем теплоснабжения.

3. Переходный – при максимальном отборе воды на горячее водоснабжение из подающего трубопровода для открытых систем теплоснабжения.

4. Летний – при максимальной нагрузке горячего водоснабжения в неотапительный период для открытых и закрытых систем водоснабжения.

5. Статический – при отсутствии циркуляции теплоносителя в тепловой сети для открытых и закрытых сетей теплоснабжения.

6. Аварийный.

Гидравлическими режимами определяется взаимосвязь между расходом сетевой воды и давлением в различных точках системы теплоснабжения в данный момент времени.

Основные требования к гидродинамическому режиму в тепловых сетях:

1) Непревышение допустимых давлений в оборудовании источников теплоты, и в оборудовании абонентских установок. Допустимое избыточное давление в теплосети составляет порядка 1,6-2,5 МПа.

Например:

а) подогреватели сетевой воды 1,4 МПа;

б) стальные водогрейные котлы 2,5 МПа;

в) системы отопления с чугунными нагревательными приборами 0,6 МПа;

г) системы горячего водоснабжения с водонагревателями 1,0 МПа.

2) Обеспечение избыточного давления во всей системе для недопущения кавитации сетевых насосов и защиты системы теплоснабжения от подсоса воздуха. Минимальная величина избыточного давления принимается 0,05 МПа (5м).

3) Обеспечение невоскипания воды при гидродинамическом режиме системы теплоснабжения. Избыточное давление в системе должно быть не менее давления насыщенного сухого пара при  $t_{нас}$ .

Таблица 5.3

Расчётная температура сетевой воды и давление вскипания

Расчётная температура сетевой воды, °С	110	120	130	140	150	160	170	180
Максимальное давление (кПа)	50	100	200	300	400	550	720	930
Напор (м)	5	10	20	30	40	55	72	93

### 5.7.5. Режим подпиточных устройств

Для поддержания постоянного гидравлического режима необходимо возможные изменения давления в тепловых сетях необходимо ограничивать в определенных пределах. Таким образом обеспечивают надежную работу тепловых сетей и местных систем. При этом особое значение имеет режим подпитки и изменение давления в обратной магистрали. Это осуществляется регулированием давления в нейтральных точках. Нейтральная точка – точка пересечения линии статического давления линией гидродинамического давления в обратном теплопроводе. Давление поддерживается постоянным при статическом и гидродинамическом состоянии системы. Нейтральную точку

размещают на перемычке, соединяющей магистральный коллектор сетевых насосов со всасывающим.

Давление в нейтральной точке используют как импульс, регулирующий подпитку. При понижении давления в нейтральной точке  $N$  снижается давление (рис. 5.3 а) на мембранный привод регулятора подпитки РП, возрастает подпитка, давление в сети увеличивается и восстанавливается давление в нейтральной точке. При повышении давления в нейтральной точке происходит обратное, подпитка сокращается. Если при полном закрытии РП давление возрастает, срабатывает дроссельный клапан ДК и часть воды сбрасывается в дренаж. Рассмотрим пьезометрический график системы ABCD. AND-пьезометрический график на перемычке. В перемычке происходит постоянная циркуляция воды: из напорного патрубка к нейтральной точке  $N$  и к всасывающему патрубку в точке  $D$ . Регулированием задвижек 1 и 2 изменяется давление в нейтральной точке  $N$  и, соответственно, статическое давление в системе.

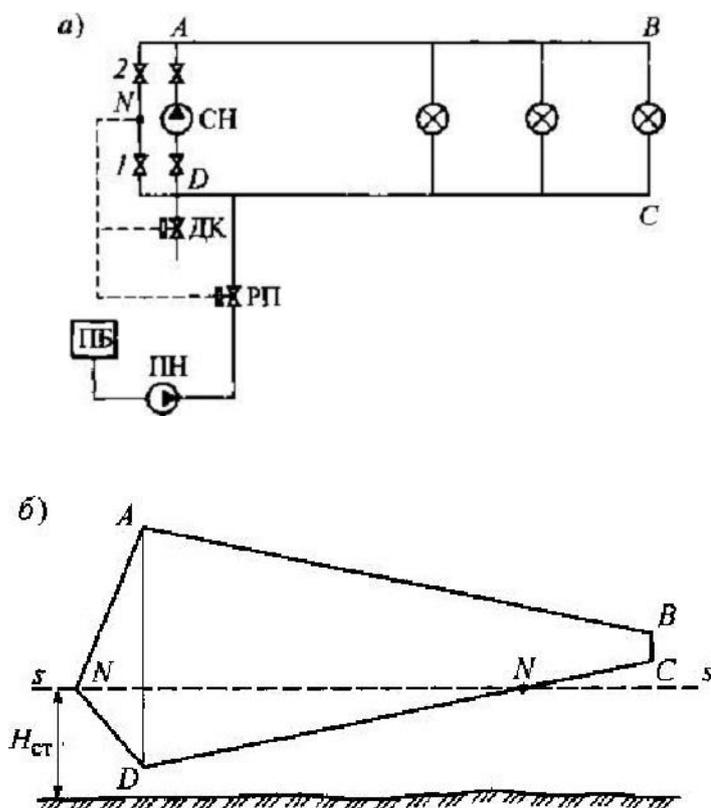


Рис. 5.3. Принципиальная схема подпитки теплосети:  
(а) и пьезометрический график (б) этой теплосети:

*СН - сетевой насос; ПБ - подпиточный бак; ПН - подпиточный насос;  
РП - регулятор подпитки; ДК - дренажный (дроссельный) клапан; 1,2- задвижки, регулирующие положение нейтральной  
точки N; s-s- линия статической зоны*

Для поддержания постоянного давления в небольших теплосетях применяют расширительные баки или гидрофоры, которые устанавливают на высоте равной напору в нейтральной точке.

Гидрофор – это сосуд, в котором вода находится под давлением газовой или паровой подушки, равном фиксируемому давлению (напору). Присоединяют расширительные баки и гидрофоры на всасывающей линии сетевых или циркуляционных насосов.

### **5.7.6. Гидравлические режимы**

Взаимосвязь между расходом теплоносителя и давлением в различных точках системы в данный момент времени определяется гидравлическим режимом. Расчёт гидравлического режима устанавливает распределение теплоносителя по участкам теплосети и абонентам в соответствии их тепловым нагрузкам. Давления в характерных узловых точках сети и абонентских вводах равно расчётному. Наглядное представление об этом даёт пьезометрический график, построенный по данным гидравлического расчёта.

Расход воды в системе в процессе эксплуатации изменяется. Переменный расход вызван неравномерным потреблением горячего водоснабжения, различными переключениями в сети. Изменение расхода воды ведёт к связанному с ним изменению давления, что приводит к нарушению как гидравлического, так и теплового режима абонентов. Расчёт гидравлического режима даёт возможность определить перераспределение расходов и давлений в сети и установить пределы изменения нагрузки, обеспечивающую безаварийную эксплуатацию системы. Гидравлические режимы разрабатываются для отопительного и летнего периода. Для изучения

гидравлических режимов в тепловых сетях и местных системах теплоснабжения широко используются пьезометрические графики.

## 5.8. Особенности проектирования тепловых пунктов

В тепловых пунктах предусматривается размещение оборудования, арматуры, приборов контроля, управления и автоматизации, посредством которых осуществляется:

- 1) преобразование вида теплоносителя или его параметров;
- 2) контроль параметров теплоносителя;
- 3) регулирование расхода теплоносителя и распределение его по системам потребления теплоты;
- 4) отключение систем потребления теплоты;
- 5) защита местных систем от аварийного повышения параметров теплоносителя;
- 6) заполнение и подпитка систем потребления теплоты;
- 7) учёт тепловых потоков и расходов теплоносителя и конденсата;
- 8) сбор, охлаждение, возврат конденсата и контроль его качества;
- 9) аккумулирование теплоты;
- 10) водоподготовка для систем горячего водоснабжения.

В тепловом пункте в зависимости от его назначения и конкретных условий присоединения потребителей могут осуществляться все перечисленные функции или только их часть.

Тепловые пункты подразделяются на:

1. **индивидуальные тепловые пункты (ИТП)** - для присоединения систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и технологических теплоиспользующих установок одного здания или его части;

2. **центральные тепловые пункты (ЦТП)** - то же, двух зданий или более.

Допускается устройство ЦТП для присоединения систем теплоснабжения одного здания, если для этого здания требуется устройство нескольких ИТП.

Устройство ИТП обязательно для каждого здания независимо от наличия ЦТП, при этом в ИТП предусматриваются только те функции, которые необходимы для присоединения систем потребления теплоты данного здания и не предусмотрены в ЦТП.

Для промышленных и сельскохозяйственных предприятий при теплоснабжении от внешних источников теплоты и числе зданий более одного устройство ЦТП является обязательным, а при теплоснабжении от собственных источников теплоты необходимость сооружения ЦТП следует определять в зависимости от конкретных условий теплоснабжения.

Мощность ЦТП не регламентируется.

Для жилых и общественных зданий необходимость устройства ЦТП определяется конкретными условиями теплоснабжения района строительства на основании технико-экономических расчётов. В закрытых системах теплоснабжения рекомендуется предусматривать один ЦТП на микрорайон или группу зданий с расходом теплоты в пределах 12 - 35 МВт (по сумме максимального теплового потока на отопление и среднего теплового потока на горячее водоснабжение).

При теплоснабжении от котельных мощностью 35 МВт и менее рекомендуется предусматривать в зданиях только ИТП.

Теплоснабжение промышленных и сельскохозяйственных предприятий от ЦТП, обслуживающих жилые и общественные здания, предусматривать не рекомендуется.

В состав проекта теплового пункта включается технический паспорт, содержащий:

- 1) краткое описание схем присоединения потребителей теплоты;
- 2) расчётные расходы теплоты и теплоносителей по каждой системе (для горячего водоснабжения - средний и максимальный), МВт;
- 3) виды теплоносителей и их параметры (рабочее давление, МПа, температуру, °С) на входе и на выходе из теплового пункта;
- 4) давление в трубопроводе на вводе и выводе хозяйственно-питьевого водопровода, МПа;
- 5) тип водоподогревателей, поверхность их нагрева, кв.м, число секций или пластин по ступеням нагрева и потери давления по обеим средам;
- 6) тип, количество, характеристики и мощность насосного оборудования;
- 7) тип, количество и производительность оборудования для обработки воды для систем горячего водоснабжения;
- 8) количество и установленную вместимость баков-аккумуляторов горячего водоснабжения и конденсатных баков, куб.м;
- 9) тип и число приборов регулирования и приборов учёта количества теплоты и воды, потери давления в регулирующих клапанах;
- 10) установленную суммарную мощность электрооборудования, ожидаемое годовое потребление тепловой и электрической энергии;
- 11) общую площадь, кв.м, и строительный объём, куб.м, помещений теплового пункта.

### **5.8.1. Объёмно-планировочные и конструктивные решения**

Тепловые пункты по размещению на генеральном плане подразделяются на **отдельно стоящие, пристроенные** к зданиям и сооружениям и **встроенные** в здания и сооружения.

Здания отдельно стоящих и пристроенных тепловых пунктов должны быть I, II или IIIа степеней огнестойкости.

**Индивидуальные** тепловые пункты должны быть встроенными в обслуживаемые ими здания и размещаться в отдельных помещениях на первом этаже у наружных стен здания. Допускается размещать ИТП в технических подпольях или в подвалах зданий и сооружений.

**Центральные** тепловые пункты (ЦТП) следует, как правило, предусматривать отдельно стоящими. Рекомендуется блокировать их с другими производственными помещениями.

Допускается предусматривать ЦТП пристроенными к зданиям или встроенными в общественные, административно-бытовые или производственные здания и сооружения.

Оборудование тепловых пунктов рекомендуется применять в блочном исполнении, для чего необходимо:

- 1) принимать водоподогреватели, насосы и другое оборудование в блоках заводской готовности;
- 2) принимать укрупненные монтажные блоки трубопроводов;
- 3) укрупнять технологически связанное между собой оборудование в транспортабельные блоки с трубопроводами, арматурой, КИП, электротехническим оборудованием и тепловой изоляцией.

Высоту помещений от отметки чистого пола до низа выступающих конструкций перекрытия (в свету) рекомендуется принимать не менее, м: для наземных ЦТП - 4,2; для подземных - 3,6; для ИТП - 2,2.

Для стока воды полы следует проектировать с уклоном 0,01 в сторону трапа или водосборного приемка. Минимальные размеры водосборного приемка должны быть, как правило, в плане не менее 0,5 x 0,5 м при глубине не менее 0,8 м. Приемок должен быть перекрыт съемной решеткой.

В тепловых пунктах следует предусматривать открытую прокладку труб. Допускается прокладка труб в каналах, верх перекрытия которых совмещается с уровнем чистого пола, если по этим каналам не происходит попадания в тепловой пункт взрывоопасных или горючих газов и жидкостей.

Дно каналов должно иметь продольный уклон не менее 0,02 в сторону водосборного приемка.

Для обслуживания оборудования и арматуры, расположенных на высоте от 1,5 до 2,5 м от пола, должны предусматриваться передвижные или переносные конструкции (площадки). В случаях невозможности создания проходов для передвижных площадок, а также для обслуживания оборудования и арматуры, расположенных на высоте 2,5 м и более, необходимо предусматривать стационарные площадки шириной 0,6 м с ограждениями и постоянными лестницами. Расстояние от уровня стационарной площадки до потолка должно быть не менее 1,8 м.

Прокладку водопровода следует предусматривать в одном ряду или под трубопроводами тепловых сетей, при этом необходимо выполнять тепловую изоляцию водопровода для исключения образования конденсата на поверхности водопроводных труб.

В тепловых пунктах подающий трубопровод следует располагать справа от обратного трубопровода (по ходу теплоносителя в подающем трубопроводе) при прокладке трубопроводов в одном ряду.

### **5.8.2. Присоединение систем потребления теплоты к тепловым сетям**

Присоединение систем потребления теплоты следует выполнять с учётом гидравлического режима работы тепловых сетей (пьезометрического графика) и графика изменения температуры теплоносителя в зависимости от изменения температуры наружного воздуха.

Расчётная температура воды в подающих трубопроводах водяных тепловых сетей после ЦТП при присоединении систем отопления зданий по

зависимой схеме должна приниматься равной расчётной температуре воды в подающем трубопроводе тепловых сетей до ЦТП, но не выше 150 °С.

Системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха должны присоединяться к двухтрубным водяным тепловым сетям, как правило, по зависимой схеме.

По независимой схеме, предусматривающей установку водоподогревателей, допускается присоединять: системы отопления 12-этажных зданий и выше (или более 36 м); системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха зданий при гидравлических условиях, изложенных в п. 3.5, а также системы отопления зданий в открытых системах теплоснабжения при невозможности обеспечения требуемого качества воды.

Системы отопления зданий следует присоединять к тепловым сетям:

1) непосредственно при совпадении гидравлического и температурного режимов тепловой сети и местной системы. При этом следует учитывать требования прил. СНиП 2.04.05-91\* и обеспечивать невоскипаемость перегретой воды при динамическом и статическом режимах системы;

2) через элеватор при необходимости снижения температуры воды в системе отопления и располагаемом напоре перед элеватором, достаточном для его работы;

3) через смесительные насосы при необходимости снижения температуры воды в системе отопления и располагаемом напоре, недостаточном для работы элеватора, а также при осуществлении автоматического регулирования системы.

При присоединении систем отопления и вентиляции к тепловым сетям по зависимой схеме для открытой и закрытой систем теплоснабжения в соответствии с пьезометрическим графиком следует предусматривать:

а) при располагаемом напоре в тепловой сети перед тепловым пунктом, недостаточном для преодоления гидравлического сопротивления трубопроводов

и оборудования теплового пункта и систем потребления теплоты после ТП, - подкачивающие насосы на обратном трубопроводе перед выходом из теплового пункта. Если при этом давление в обратном трубопроводе присоединяемых систем будет ниже статического давления в этих системах, подкачивающий насос должен устанавливаться на подающем трубопроводе;

б) при давлении в подающем трубопроводе тепловой сети перед тепловым пунктом, недостаточном для обеспечения нескипания воды (при расчётной температуре) в верхних точках присоединенных систем потребления теплоты, - подкачивающие насосы на подающем трубопроводе на вводе в тепловой пункт;

в) при давлении в подающем трубопроводе тепловой сети перед тепловым пунктом ниже статического давления в системах потребления теплоты - подкачивающие насосы на подающем трубопроводе на вводе в тепловой пункт и регулятор давления "до себя" на обратном трубопроводе на выходе из теплового пункта;

г) при статическом давлении в тепловой сети ниже статического давления в системах потребления теплоты - регулятор давления "до себя" на обратном трубопроводе на выходе из теплового пункта, а на подающем трубопроводе на вводе в тепловой пункт - обратный клапан;

д) при давлении в обратном трубопроводе тепловой сети после теплового пункта ниже статического давления в системах потребления теплоты при различных режимах работы сети (в том числе при максимальном водоразборе из обратного трубопровода в открытых системах водоснабжения) - регулятор давления "до себя" на обратном трубопроводе на выходе из теплового пункта;

е) при давлении в обратном трубопроводе тепловой сети после теплового пункта, превышающем допустимое давление для систем потребления теплоты, - отсекающий клапан на подающем трубопроводе на вводе в тепловой пункт, а на обратном трубопроводе на выходе из теплового пункта - подкачивающие насосы с предохранительным клапаном;

ж) при статическом давлении в тепловой сети, превышающем допустимое давление для систем потребления теплоты, - отсекающий клапан на подающем трубопроводе после входа в тепловой пункт, а на обратном трубопроводе перед выходом из теплового пункта - предохранительный и обратный клапаны.

К одному элеватору присоединяется, как правило, одна система отопления. Допускается присоединять к одному элеватору несколько систем отопления с увязкой гидравлических режимов этих систем.

Смесительные насосы для систем отопления устанавливаются:

а) на перемычке между подающим и обратным трубопроводами при располагаемом напоре перед узлом смешения, достаточном для преодоления гидравлического сопротивления системы отопления и тепловых сетей после ЦТП, и при давлении в обратном трубопроводе тепловой сети после теплового пункта не менее чем на 0,05 МПа выше статического давления в системе отопления;

б) на обратном трубопроводе перед узлом смешения или на подающем трубопроводе после узла смешения при располагаемом напоре перед узлом смешения, недостаточном для преодоления гидравлического сопротивления, указанного в подпункте "а", при этом в качестве смесительных насосов могут быть использованы подкачивающие насосы, предусматриваемые в соответствии с пп. а, б, в, е.

Системы вентиляции и кондиционирования воздуха зданий присоединяются к тепловым сетям:

1) непосредственно - когда не требуется изменения расчётных параметров теплоносителя;

2) через смесительные насосы - при необходимости снижения температуры воды в системах вентиляции и кондиционирования воздуха; для поддержания постоянной температуры воды, поступающей в калориферы второго подогрева систем кондиционирования воздуха, а также для обеспечения

невскипания воды в верхних точках трубопроводов и калориферов систем вентиляции и кондиционирования воздуха (если не установлены подкачивающие насосы для других систем по п. б).

Места установки смесительных насосов для систем вентиляции выбираются аналогично смесительным насосам для систем отопления.

В тепловых пунктах потребителей теплоты с зависимым присоединением систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, в которых режим теплоснабжения не обеспечивается принятым на источнике теплоты центральным качественным регулированием отпуска теплоты, следует предусматривать корректирующие насосы или регулируемые элеваторы, осуществляющие снижение температуры воды после ЦТП или ИТП в соответствии с графиками температур теплоносителя в этих системах. При этом изменение температуры воды производится автоматически регулятором подачи теплоты.

Корректирующие насосы устанавливаются, как правило, на перемычке между подающим и обратным трубопроводами после отбора воды из подающего трубопровода и до отбора воды из обратного трубопровода на водоподогреватели или смесительные устройства горячего водоснабжения. Периоды работы этих насосов определяются в зависимости от принятого на источнике теплоты графика регулирования отпуска теплоты, схемы присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения, расчётного графика температур воды в сетях после ЦТП и расчётных температур внутреннего воздуха в помещениях. Они могут быть также совмещены с подкачивающими насосами.

В тепловых пунктах потребителей теплоты с независимым присоединением систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха для регулирования в соответствии с расчётным графиком температуры воды

после водоподогревателей следует предусматривать регулятор подачи теплоты на отопление.

Циркуляционные насосы при независимой системе теплоснабжения устанавливаются на обратном трубопроводе от систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха перед водоподогревателем.

Общественное здание с тепловым потоком на вентиляцию более 0,5 МВт следует присоединять к тепловым сетям в ЦТП отдельно от жилых и общественных зданий с тепловым потоком на вентиляцию менее 0,5 МВт каждое. ИТП такого общественного здания должен обеспечивать работоспособность всех систем теплоснабжения здания.

Предусматривать самостоятельные трубопроводы от ЦТП к зданию для присоединения отдельно систем вентиляции не рекомендуется.

При присоединении к ЦТП группы зданий с независимым присоединением систем отопления и вентиляции следует предусматривать установку в ЦТП общего водоподогревателя.

Расчётная температура воды после водоподогревателя в этом случае должна приниматься в зависимости от радиуса действия тепловых сетей после теплового пункта, как правило, на 10-30 °С ниже принятой в сетях до водоподогревателя со смесительным устройством в ИТП, обеспечивающим требуемое снижение температуры воды в системах отопления.

Заполнение и подпитку водяных тепловых сетей после ЦТП и систем потребления теплоты, присоединяемых к тепловым сетям по независимой схеме, следует предусматривать водой из обратного трубопровода тепловой сети подпиточным насосом или без него, если давление в обратном трубопроводе тепловой сети достаточно для заполнения местной системы.

При обосновании допускается подпитка указанных систем из подающего трубопровода тепловой сети с обеспечением защиты этих систем от превышения в них давления и температуры воды, а в открытых системах теплоснабжения - и из системы горячего водоснабжения.

Подпитка водой из водопровода не допускается.

Схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения (рис. 5.4-5.11) в закрытых системах теплоснабжения выбирается в зависимости от соотношения максимального потока теплоты на горячее водоснабжение  $Q_{hmax}$  и максимального потока теплоты на отопление  $Q_{отmax}$ :

одноступенчатая схема:

$$0.2 \geq \frac{Q_{hmax}}{Q_{отmax}} \geq 1$$

двухступенчатая схема:

$$0.2 < \frac{Q_{hmax}}{Q_{отmax}} < 1$$

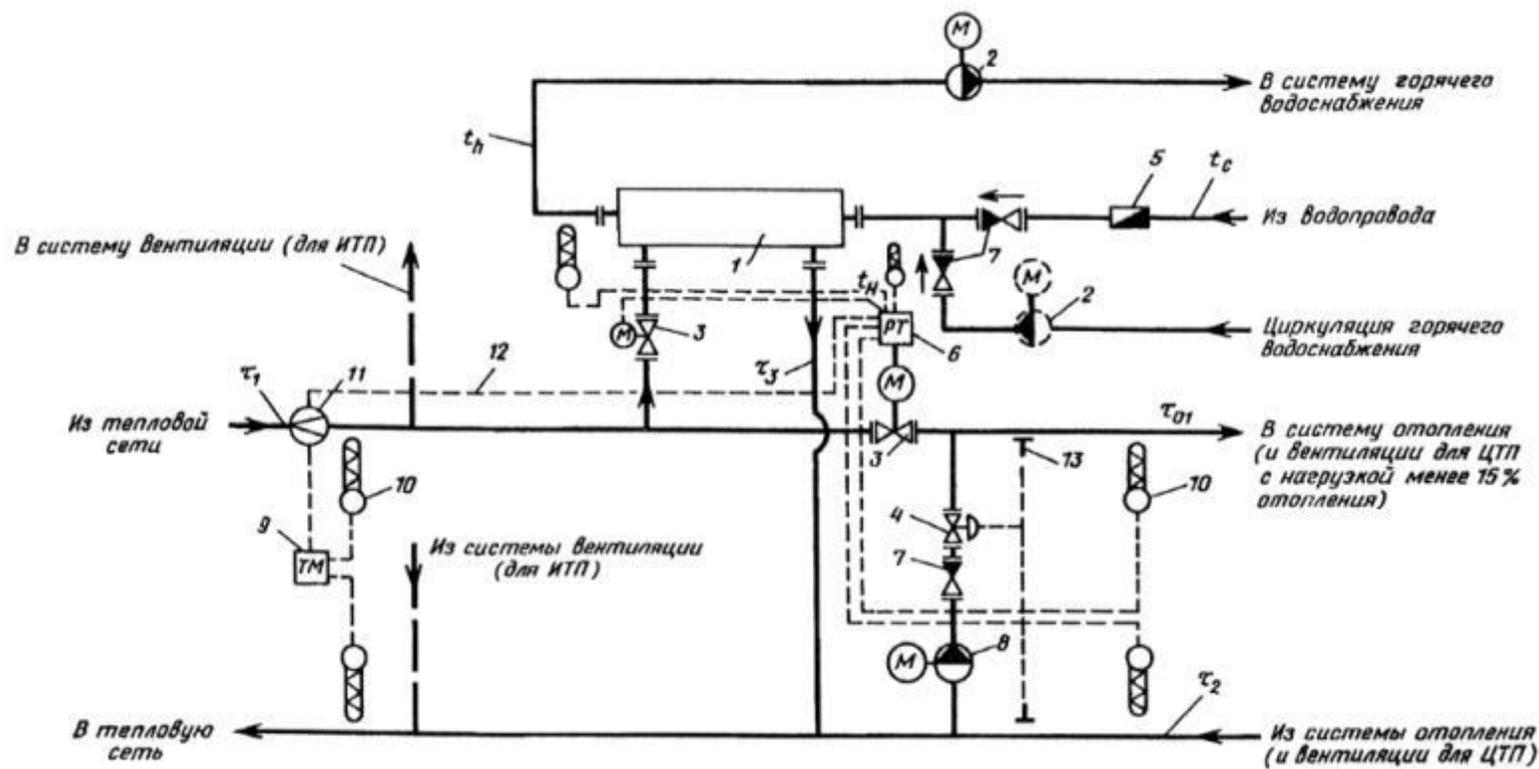


Рис. 5.4. Одноступенчатая система присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения с автоматическим регулированием расхода теплоты на отопление и зависимым присоединением систем отопления в ЦТП и ИТП:

- 1 - водоподогреватель горячего водоснабжения; 2 - повысительно-циркуляционный насос горячего водоснабжения (пунктиром - циркуляционный насос); 3 - регулирующий клапан с электроприводом; 4 - регулятор перепада давлений (прямого действия); 5 - водомер для холодной воды; 6 - регулятор подачи теплоты на отопление, горячее водоснабжение и ограничения максимального расхода сетевой воды на ввод; 7 - обратный клапан; 8 - корректирующий подмешивающий насос; 9 - теплосчетчик; 10 - датчик температуры; 11 – датчик расхода воды; 12 - сигнал ограничения максимального расхода воды из тепловой сети на ввод; 13 - датчик давления воды в трубопроводе

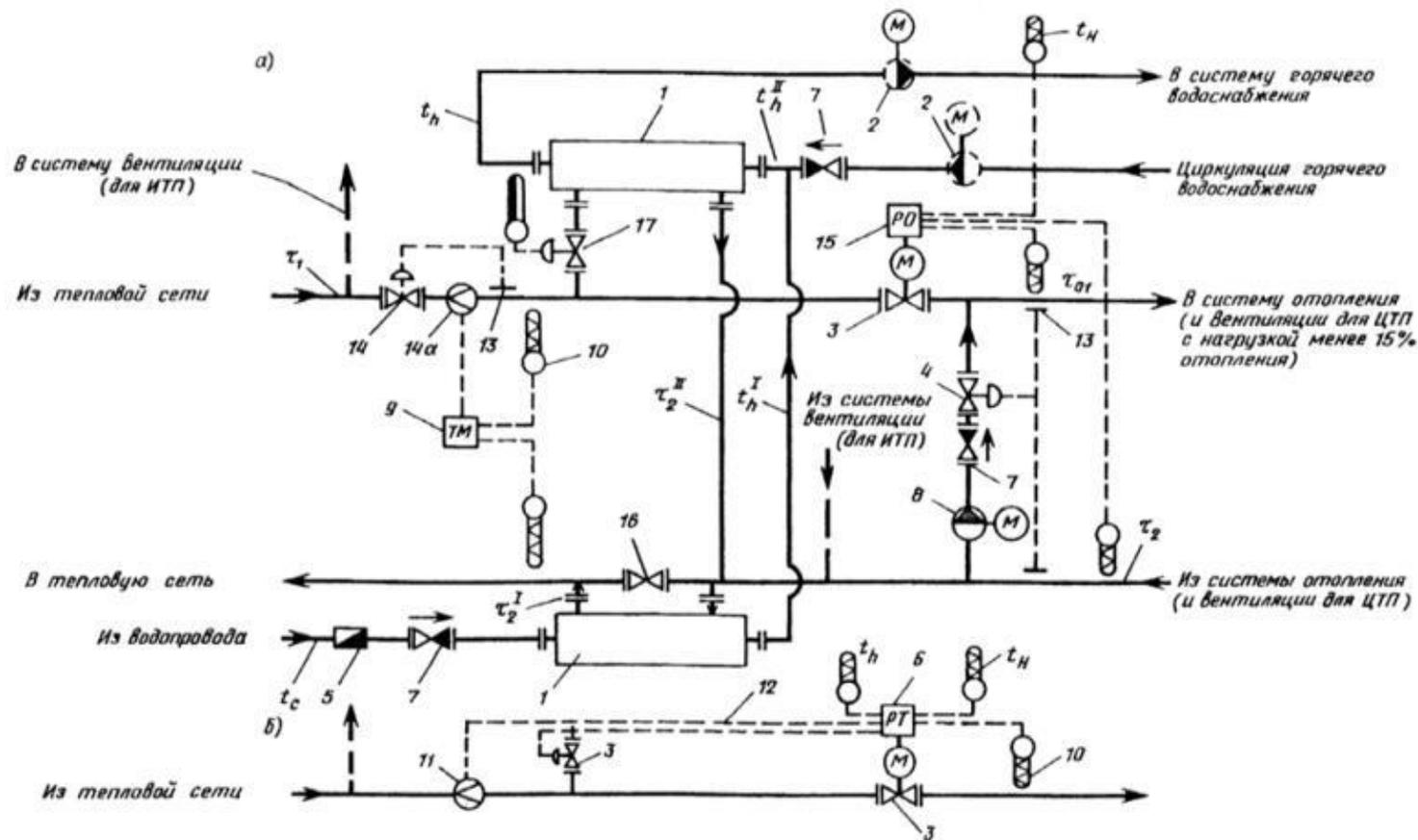


Рис. 5.5. Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения для жилых и общественных зданий и жилых микрорайонов с зависимым присоединением систем отопления в ЦТП и ИТП: а - схема с самостоятельным регулятором ограничения расхода сетевой воды на ввод; б - фрагмент схемы с совмещением функций регулирования расхода теплоты на отопление, горячее водоснабжение и ограничения расхода сетевой воды в одном регуляторе; 1-13 - см. рис. 1; 14 - регулятор ограничения максимального расхода воды на ввод (прямого действия); 14а - датчик расхода воды в виде сужающего устройства (камерная диафрагма); 15 - регулятор подачи теплоты на отопление; 16 - задвижка, нормально закрытая; 17 - регулятор подачи теплоты на горячее водоснабжение (прямого действия)

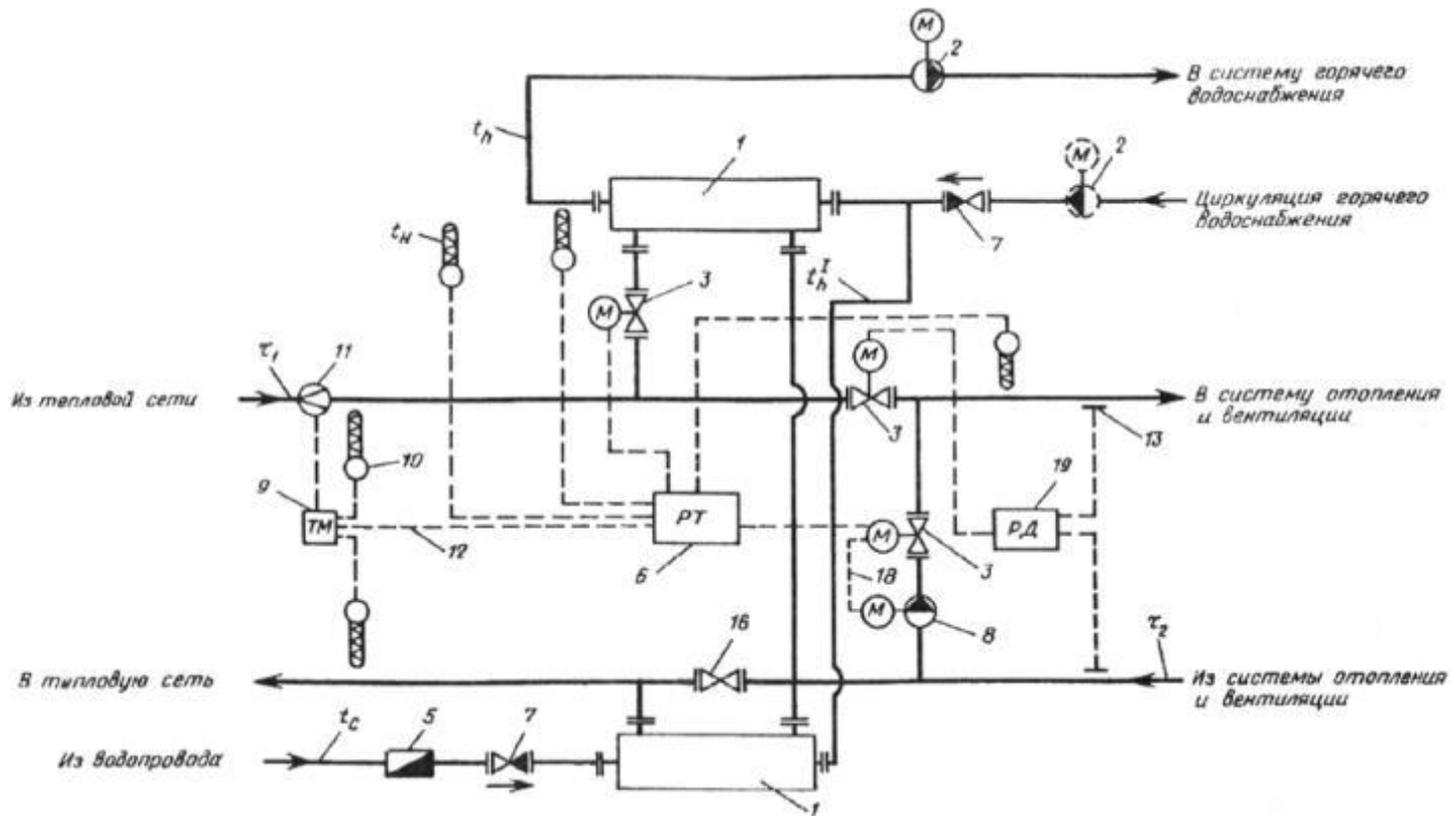


Рис. 5.6. Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения для промышленных зданий и промплощадок с зависимым присоединением систем отопления в ЦТП

1-17 - см. рис. 5.3, 5.4; 18 - сигнал включения насоса при закрытии клапана К-2; 19 - регулятор перепада давлений (электронный)



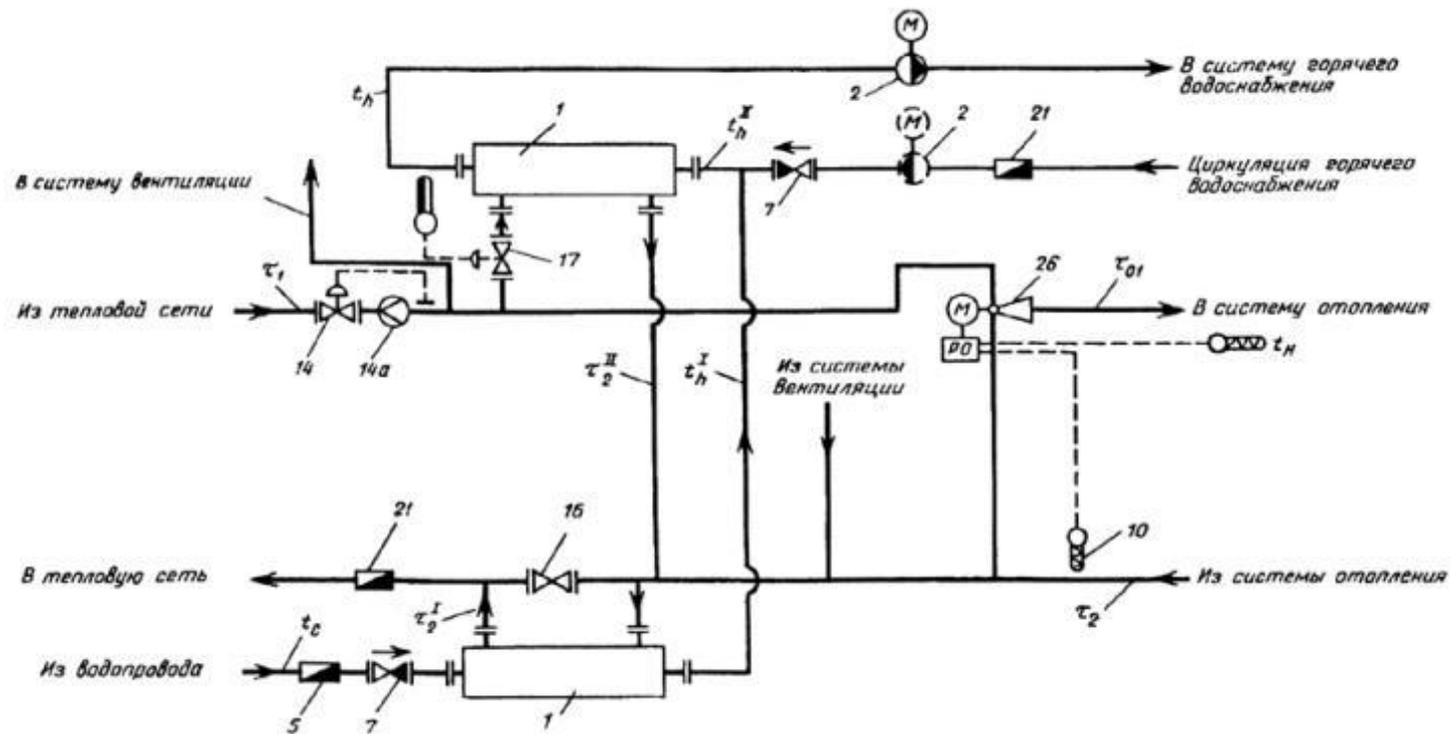


Рис. 5.8. Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения в ИТП с водоструйным элеватором и автоматическим регулированием расхода теплоты на отопление (пример учёта теплоты по водомерам)

1-25 - см. рис. 5.3-5.6; 26 - водоструйный элеватор

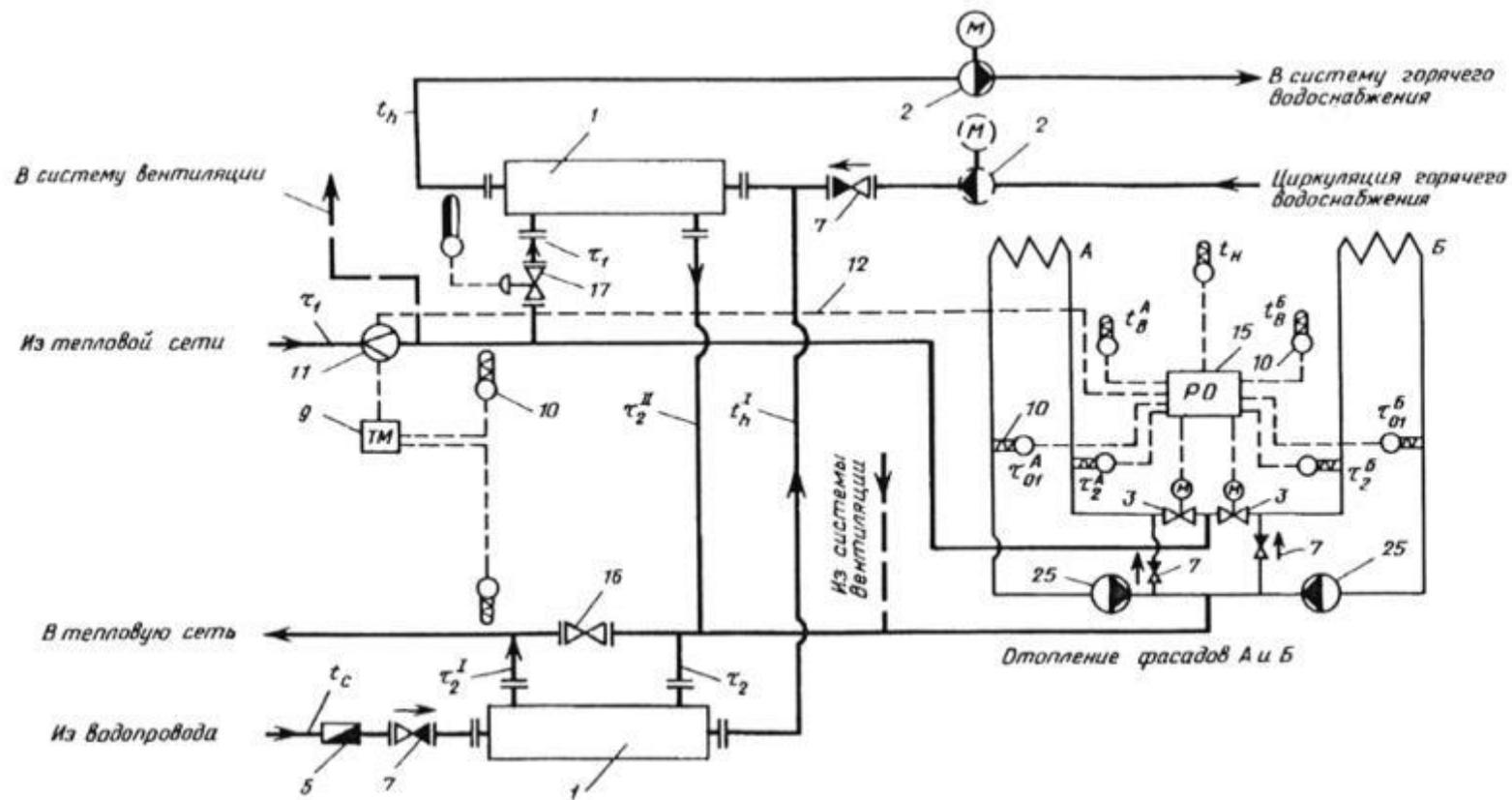


Рис. 5.9. Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения в ИТП с зависимым присоединением систем отопления и пофасадным автоматическим регулированием расхода теплоты на отопление

1-25 - см. рис. 5.3-5.6



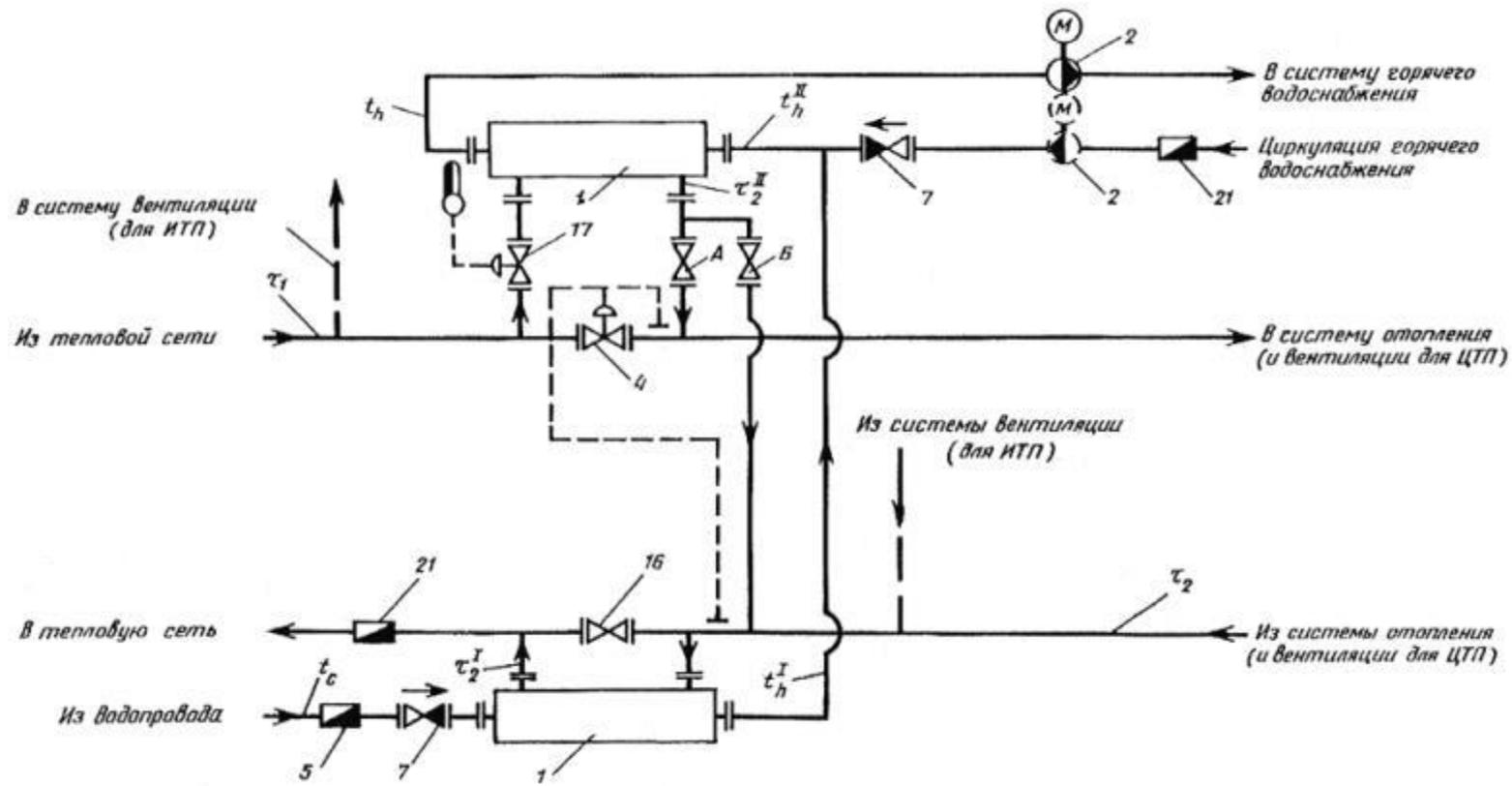


Рис. 5.11. Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения с зависимым присоединением систем отопления при отсутствии регуляторов расхода теплоты на отопление в ЦТП и ИТП

1-21 - см. рис. 5.3-5.6

При этом для схем, указанных на рис. 5.4-5.8, предусматривается автоматическое ограничение максимального расхода воды из тепловой сети на ввод и регулирование расхода теплоты на отопление.

Схемы, указанные на рис. 5.9 и 5.10, применяются при отсутствии регуляторов расхода теплоты на отопление. Для этих схем применяется стабилизация расхода воды на отопление, осуществляемая регулятором перепада давлений (поз. 4).

В схемах, указанных на рис. 5.4 и 5.6 (с ограничением максимального расхода воды на ввод для жилых и общественных зданий с присоединением их к тепловым сетям через ЦТП и с максимальным тепловым потоком на вентиляцию  $Q_{vmax}$  не более 15% максимального теплового потока на отопление  $Q_{отmax}$ ), при определении максимального расхода воды из тепловой сети на ввод следует исходить из максимальных тепловых потоков на отопление и вентиляцию и среднего теплового потока на горячее водоснабжение в средние сутки за неделю отопительного периода  $Q_{гв}$ . Ограничение подачи теплоносителя для этих схем следует выполнять путем прикрытия клапана, регулирующего подачу теплоносителя на отопление и вентиляцию.

В схемах, указанных на рис. 5.4 и 5.5 (с ограничением максимального расхода воды на ввод для производственных зданий, а также для общественных зданий с присоединением их к тепловым сетям через ЦТП и с тепловым потоком на вентиляцию и кондиционирование воздуха  $Q_{vmax}$  более 15% максимального теплового потока на отопление  $Q_{отmax}$ ), при определении максимального расхода воды из тепловой сети на ввод следует исходить из максимальных тепловых потоков на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение:  $Q_{гвmax}$  - при отсутствии баков-аккумуляторов на горячее водоснабжение или среднего теплового потока на горячее водоснабжение,  $Q_{гв}$  - при наличии баков-аккумуляторов. В этом случае ограничение подачи теплоносителя на ввод следует выполнять путем прикрытия клапана,

регулирующего подачу теплоносителя на водоподогреватель горячего водоснабжения.

Схемы, указанные на рис. 5.4, 5.6, могут применяться также и в ИТП, при этом подающий трубопровод системы вентиляции подключается до клапана, регулирующего подачу теплоты на отопление.

На рис. 5.7 и 5.8 приведены двухступенчатые схемы присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения в ИТП с центральным автоматическим регулированием подачи теплоты на отопление с помощью водоструйного элеватора с регулирующей иглой и с пофасадным автоматическим регулированием подачи теплоты на отопление (см. рис. 5.8).

Автоматическое регулирование подачи теплоты на отопление в ИТП может быть применено также для одноступенчатой схемы присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения по рис. 5.4.

При применении одноступенчатой схемы по рис. 5.9 переключатель с задвижкой *A* открыт в отопительный период при

соотношении  $\frac{Q_{hmax}}{Q_{отax}} < 0.2$  (водоподогреватель работает по предвключенной схеме), а переключатель с задвижкой *B* предусматривается для работы в летний

период; при соотношении  $\frac{Q_{hmax}}{Q_{отax}} > 1$  переключатель с задвижкой *A* не требуется, и водоподогреватель работает в течение всего года по параллельной схеме.

При применении двухступенчатой схемы по рис. 5.10 для жилых и общественных зданий с максимальным тепловым потоком на вентиляцию менее 15% максимального теплового потока на отопление водоподогреватель 2-й ступени в отопительный период работает по переключателю с задвижкой *A* (по предвключенной схеме), а переключатель с задвижкой *B* предусматривается для работы в летний период. При применении этой схемы в производственных зданиях или на группу общественных зданий с тепловым потоком на вентиляцию более 15% теплового потока на отопление переключатель с

задвижкой *A* в схеме на рис. 5.10 не предусматривается, водоподогреватель работает в наличии всего года по перемычке с задвижкой *B* по смешанной схеме.

Приведенные схемы присоединения потребителей теплоты к тепловым сетям не охватывают всех возможных вариантов. Могут применяться также другие схемы присоединения потребителей теплоты к тепловым сетям, обеспечивающие минимальный расход воды в тепловых сетях, экономию теплоты за счет применения регуляторов расхода теплоты и ограничителей максимального расхода сетевой воды, корректирующих насосов или элеваторов с автоматическим регулированием, снижающих температуру воды, поступающей в системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха.

При теплоснабжении от котельной мощностью 35 МВт и менее при технико-экономическом обосновании допускается присоединение к тепловым сетям водоподогревателей систем горячего водоснабжения по одноступенчатой схеме (см. рис. 5.3 и 5.9) независимо от соотношения тепловых нагрузок систем горячего водоснабжения и отопления.

В закрытых системах теплоснабжения при присоединении к тепловым сетям систем горячего водоснабжения с циркуляционным трубопроводом (см. рис. 5.4 – 5.10) должны предусматриваться циркуляционные или повысительно-циркуляционные насосы в соответствии с требованиями СНиП 2.04.01.85.

При двухступенчатых схемах присоединения водоподогревателей систем горячего водоснабжения с принудительной циркуляцией воды циркуляционный трубопровод рекомендуется присоединять к трубопроводу нагреваемой воды между водоподогревателями I и II ступеней, а при параллельной схеме присоединения - к трубопроводу холодной водопроводной воды или к трубопроводу нагреваемой воды между секциями водоподогревателя.

Горячее водоснабжение в открытых системах теплоснабжения должно присоединяться к подающему и обратному трубопроводам двухтрубных

водяных тепловых сетей через регулятор смешения воды (рис. 5.11) для подачи в систему горячего водоснабжения воды заданной температуры.

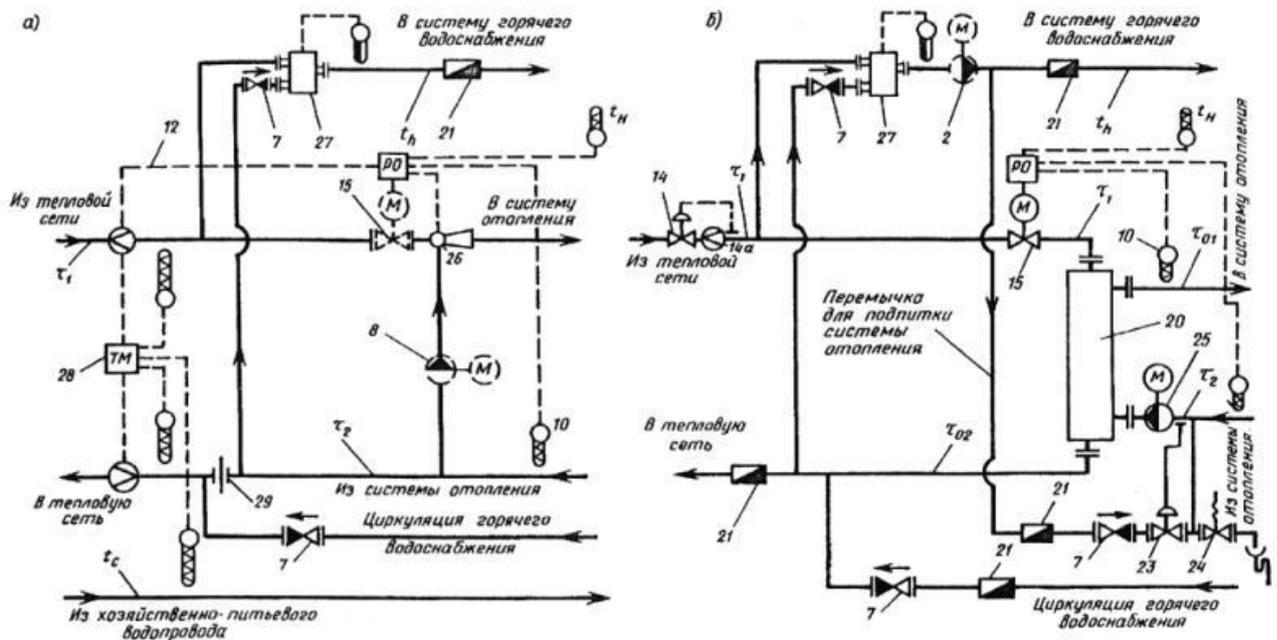


Рис. 5.12. Схемы присоединения систем горячего водоснабжения и отопления в ИТП при зависимом (а) присоединении системы отопления через элеватор (пунктиром - с циркуляционным насосом) с учётом теплоты по термометру и независимом (б) - с учётом теплоты по водомеру

1-26 - см. рис. 5.3-5.7; 27 - регулятор смешения горячей воды; 28 - термометр дифференциальный трехточечный; 29 - дроссельная диафрагма

Отбор воды для горячего водоснабжения из трубопроводов и приборов систем отопления не допускается.

В открытых системах теплоснабжения циркуляционный трубопровод системы горячего водоснабжения рекомендуется присоединять к обратному трубопроводу тепловой сети после отбора воды в систему горячего водоснабжения (рис. 5.12, а); при этом на трубопроводе между местом отбора воды и местом подключения циркуляционного трубопровода должна предусматриваться диафрагма, рассчитанная на гашение напора, равного сопротивлению системы горячего водоснабжения в циркуляционном режиме.

В открытых системах теплоснабжения при давлении в обратном трубопроводе тепловой сети, недостаточном для подачи воды в систему

горячего водоснабжения, на трубопроводе горячей воды после регулятора смешения следует предусматривать повысительно-циркуляционный насос (рис. 5.12, б). При этом установка диафрагмы не требуется.

Горячее водоснабжение для технологических нужд допускается предусматривать из системы горячего водоснабжения для хозяйственно-бытовых нужд, если параметры воды в системе хозяйственно-питьевого водопровода удовлетворяют требованиям технологического потребителя, при условии:

- 1) наличия горячей воды питьевого качества для технологических процессов;
- 2) отсутствия производственного водопровода с качеством воды, пригодным для данного технологического процесса.

При теплоснабжении от одного теплового пункта производственного или общественного здания, имеющего различные системы потребления теплоты, каждую из них следует присоединять по самостоятельным трубопроводам от распределительного (подающего) и сборного (обратного) коллекторов. Допускается присоединять к одному общему трубопроводу системы теплоснабжения, работающие при различных режимах, удаленные от теплового пункта более чем на 200 м, с проверкой работы этих систем при максимальных и минимальных расходах и параметрах теплоносителя.

Обратный трубопровод от систем вентиляции присоединяется перед водоподогревателем горячего водоснабжения I ступени.

При этом, если потери давления по сетевой воде в водоподогревателе I ступени превысят 50 кПа, оборудуется перемычка вокруг водоподогревателя, на которой устанавливаются дроссельная диафрагма или регулирующий клапан, рассчитанные на то, чтобы потери давления в водоподогревателе не превышали расчётной величины.

К паровым тепловым сетям потребители теплоты могут присоединяться: по зависимой схеме - с непосредственной подачей пара в системы теплоснабжения с изменением или без изменения параметров пара; по независимой схеме - через пароводяные подогреватели.

Использование для целей горячего водоснабжения паровых водонагревателей барботажного типа не допускается.

При необходимости изменения параметров пара должны предусматриваться редуционно-охладительные, редуционные или охлаждающие установки.

Размещение этих устройств, а также установок сбора, охлаждения и возврата конденсата в ЦТП или в ИТП следует предусматривать на основании технико-экономического расчёта в зависимости от числа потребителей и расхода пара со сниженными параметрами, количества возвращаемого конденсата, а также расположения потребителей пара на территории предприятия.

При проектировании систем сбора и возврата конденсата следует руководствоваться требованиями разд. 3 СНиП 2.04.07-86\*.

В тепловых пунктах с установками сбора, охлаждения и возврата конденсата должны предусматриваться мероприятия по использованию теплоты конденсата путем:

- 1) охлаждения конденсата в водоподогревателях с использованием нагретой воды для хозяйственно-бытовых или технологических потребителей горячей воды;
- 2) получения пара вторичного вскипания в расширительных баках с использованием его для технологических потребителей пара низкого давления.

В тепловых пунктах, в которые возможно поступление загрязненного конденсата, должна предусматриваться проверка качества конденсата в каждом сборном баке и на дренажных трубопроводах. Способы контроля

устанавливаются в зависимости от характера загрязнения и схемы водоподготовки на источнике теплоснабжения паром.

На трубопроводах тепловых сетей и конденсатопроводах при необходимости поглощения избыточного напора должны предусматриваться регуляторы давления или дроссельные диафрагмы.

### **5.8.3. Оборудование, трубопроводы, арматура и тепловая изоляция**

#### **5.8.3.1. Водоподогреватели**

В тепловых пунктах следует применять водяные горизонтальные секционные кожухотрубные или пластинчатые водоподогреватели либо паровые горизонтальные многоходовые водоподогреватели.

В качестве кожухотрубных секционных водоподогревателей рекомендуется применять водо-водяные подогреватели по ГОСТ 27590, состоящие из секций кожухотрубного типа с блоком опорных перегородок для теплоносителя давлением до 1,6 МПа и температурой до 150 °С. В качестве пластинчатых применялись водоподогреватели по ГОСТ 15518. Однако они не предназначались специально для работы в системах теплоснабжения. Они громоздки и менее эффективны по сравнению с конструкциями таких фирм, как Альфа-Лаваль, СВЕП, APV, Цететерм и др. Но зарубежные фирмы не раскрывают методики подбора водоподогревателей, поэтому в прил. 8 даны только общие характеристики рекомендуемых к применению в тепловых пунктах пластинчатых водоподогревателей перечисленных фирм.

Для систем горячего водоснабжения допускается применять ёмкостные водоподогреватели с использованием их в качестве баков-аккумуляторов горячей воды в системах горячего водоснабжения при условии соответствия их вместимости требуемой по расчёту вместимости баков-аккумуляторов.

Для водо-водяных подогревателей следует принимать противоточную схему потоков теплоносителей.

Для горизонтальных секционных кожухотрубных водоподогревателей греющая вода из тепловой сети должна поступать: для водоподогревателей систем отопления - в трубки, для водоподогревателей систем горячего водоснабжения - в межтрубное пространство.

Для пластинчатых теплообменников нагреваемая вода должна проходить вдоль первой и последней пластин.

Для пароводяных подогревателей пар должен поступать в межтрубное пространство.

Для систем горячего водоснабжения горизонтальные секционные кожухотрубные водоподогреватели должны применяться с латунными трубками, а ёмкостные - с латунными или со стальными змеевиками. Для пластинчатых теплообменников должны применяться пластины из нержавеющей стали по ГОСТ 15518.

Расчёт поверхности нагрева водо-водяных подогревателей для систем отопления проводится при температуре воды в тепловой сети, соответствующей расчётной температуре наружного воздуха для проектирования отопления, а для систем горячего водоснабжения - при температуре воды в подающем трубопроводе тепловой сети, соответствующей точке излома графика температуры воды или минимальной температуре воды, если отсутствует излом графика температур.

Методика определения расчётной тепловой производительности водоподогревателей отопления и горячего водоснабжения, методика определения параметров для расчёта водоподогревателей систем отопления и горячего водоснабжения при различных схемах присоединения водоподогревателей.

Каждый пароводяной подогреватель должен быть оборудован конденсатоотводчиком или регулятором перелива для отвода конденсата, штуцерами с запорной арматурой для выпуска воздуха и спуска воды и предохранительным клапаном, предусматриваемым в соответствии с

требованиями "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" Госгортехнадзора.

Ёмкостные водоподогреватели должны быть оборудованы предохранительными клапанами, устанавливаемыми со стороны нагреваемой среды, а также воздушными и спускными устройствами.

Число водо-водяных водоподогревателей следует принимать:

1) для систем горячего водоснабжения - два параллельно включенных водоподогревателя в каждой ступени подогрева, рассчитанных на 50% производительности каждый;

2) для систем отопления зданий и сооружений, не допускающих перерывов в подаче теплоты, - два параллельно включенных водоподогревателя, каждый из которых должен рассчитываться на 100% производительности.

При максимальном тепловом потоке на горячее водоснабжение до 2 МВт или при возможности подключения передвижных водоподогревательных установок допускается предусматривать в каждой ступени подогрева один водоподогреватель горячего водоснабжения, кроме зданий, не допускающих перерывов в подаче теплоты на горячее водоснабжение.

Для промышленных и сельскохозяйственных предприятий установка двух параллельно включенных водоподогревателей в каждой ступени горячего водоснабжения для хозяйственно-бытовых нужд может предусматриваться только для производств, не допускающих перерывов в подаче горячей воды.

При установке для систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения пароводяных водоподогревателей число их должно приниматься не менее двух, включаемых параллельно, резервные водоподогреватели не предусматриваются.

Для технологических установок, не допускающих перерывов в подаче теплоты, должны предусматриваться резервные водоподогреватели. Расчётная

производительность резервных водоподогревателей должна приниматься в соответствии с режимом работы технологических установок предприятия.

### 5.8.3.2. Насосы

При выборе подкачивающих насосов следует принимать:

- 1) подачу насоса - по расчётному расходу воды на вводе в тепловой пункт;
- 2) напор - в зависимости от расчётного давления в тепловой сети и требуемого давления в присоединяемых системах потребления теплоты.

При выборе смесительных насосов для систем отопления в ИТП следует принимать:

1. при установке насоса на переключке между подающим и обратным трубопроводами системы отопления:
  - 1.1. напор - на 2-3 м больше потерь давления в системе отопления;
  - 1.2. подачу насоса  $G$ , кг/ч, - по формуле:

$$G = 1,1G_{доу},$$

где  $G_{до}$  - расчётный максимальный расход воды на отопление из тепловой сети, кг/ч, определяется по формуле:

$$G_{до} = 3,6 \frac{Q_{отmax}}{(t_1 - t_2) c}$$

где  $Q_{отmax}$  - максимальный тепловой поток на отопление, Вт;

$c$  - удельная теплоёмкость воды, кДж/(кг · °С);

$u$  - коэффициент смешения, определяемый по формуле:

$$u = \frac{\tau_1 - \tau_{o1}}{\tau_{o1} - \tau_2},$$

где  $\tau_1$  - температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети при расчётной температуре наружного воздуха для проектирования отопления  $t_o$ , °C;

$\tau_{o1}$  - то же, в подающем трубопроводе системы отопления, °C;

$\tau_2$  - то же, в обратном трубопроводе от системы отопления, °C;

2. при установке насоса на подающем или обратном трубопроводе системы отопления:

2.1. напор - в зависимости от давления в тепловой сети и требуемого давления в системе отопления с запасом в 2-3 м;

2.2. подачу насоса  $G$ , кг/ч, - по формуле:

$$G = 1,1G_{d0} (1 + u)$$

Смесительные насосы для систем вентиляции, подставляя в формулы вместо  $G_{d0}$  расчётный расход воды на вентиляцию  $G_{vmax}$ , определяемый по формуле:

$$G_{vmax} = 3,6 \frac{Q_{vmax}}{c(\tau_1^B - \tau_2^B)},$$

где  $Q_{vmax}$  - максимальный тепловой поток на вентиляцию, Вт;

$\tau_1^B$  - температура воды в подающем трубопроводе, поступающей в калориферы, при расчётной температуре наружного воздуха,  $t_o$ , °C;

$t_2^B$  - то же, в обратном трубопроводе после калориферов, °С.

Коэффициент смешения следует определять, принимая вместо  $t_{01}$  и  $t_2$  требуемые температуры воды в трубопроводах до и после калориферов системы вентиляции при расчётной температуре наружного воздуха.

При выборе циркуляционных насосов для систем отопления и вентиляции следует принимать:

1) подачу насоса - по расчётным расходам воды в системе отопления и вентиляции;

2) напор - при установке насосов в ИТП - по сумме потерь давления в водоподогревателях и в системах отопления и вентиляции, а при установке насосов в ЦТП дополнительно следует учитывать потери давления в тепловых сетях от ЦТП до наиболее удаленных ИТП.

При выборе корректирующих насосов следует принимать:

1) подачу насоса - по расчётному расходу воды в системе, на трубопроводах которой он устанавливается;

2) напор - по минимально необходимому располагаемому напору в месте присоединения данных насосов, включая сопротивление трубопровода и регулирующих устройств переключки.

При выборе подпиточных насосов следует принимать:

1) подачу насоса - в размере 20% объёма воды, находящейся в трубопроводах тепловой сети и систем отопления, подключенных к водоподогревателю;

2) напор - из условия поддержания статического давления в системах отопления и вентиляции с проверкой работы систем в отопительный период исходя из пьезометрических графиков.

Число насосов следует принимать не менее двух, один из которых является резервным.

В ИТП при использовании бесфундаментных циркуляционных насосов последние допускается устанавливать без резерва (второй насос хранится на складе).

При установке корректирующих смесительных насосов на переключке допускается принимать два насоса, по 50% требуемой подачи каждый, без резерва.

При подборе подкачивающих, смесительных и циркуляционных насосов расчётная подача их должна быть в пределах 0,7-1,1 подачи при максимальном КПД для данного типа насосов. При больших фактических расходах воды рекомендуется увеличивать гидравлическое сопротивление системы за счет установки дроссельных диафрагм или применять насос с регулируемым электроприводом.

### 5.8.3.3. Диафрагмы и элеваторы

Диаметр отверстий дроссельных диафрагм  $d$ , мм следует определять по формуле:

$$d = 10 \sqrt[4]{\frac{G^2}{\Delta H}},$$

где  $G$  - расчётный расход воды в трубопроводе, т/ч;

$\Delta H$  - напор, гасимый дроссельной диафрагмой, м.

Минимальный диаметр отверстия дроссельной диафрагмы должен приниматься равным 3 мм.

При необходимости следует устанавливать последовательно две диафрагмы соответственно с большими диаметрами отверстий; при этом расстояние между диафрагмами должно приниматься не менее  $10 D_y$  трубопровода ( $D_y$  - условный диаметр трубопровода, мм).

Диаметр горловины элеватора  $d_T$ , мм, следует определять по формуле:

$$d_T = 8,5 \sqrt[4]{\frac{G_{до}^2 (1+u)^2}{H_0}}$$

где  $G_{до}$  - расчётный расход воды на отопление из тепловой сети, т/ч;

$u$  - коэффициент смешения;

$H_0$  - потери напора в системе отопления после элеватора при расчётном расходе воды, м.

При выборе элеватора следует принимать стандартный элеватор с ближайшим меньшим диаметром горловины.

Минимально необходимый напор  $H$ , м, перед элеватором для преодоления гидравлического сопротивления элеватора и присоединенной к нему системы отопления (без учёта гидравлического сопротивления трубопроводов, оборудования, приборов и арматуры до места присоединения элеватора) допускается определять по приближенной формуле:

$$H = 1,4 H_0 (1+u)^2.$$

Диаметр сопла элеватора  $d_c$ , мм, следует определять по формуле:

$$d_c = 9.64 \sqrt{\frac{G^2}{H_1}}.$$

где  $H_1$  - напор перед элеватором, определяемый по пьезометрическому графику, м.

Диаметр сопла следует определять с точностью до десятых долей миллиметра с округлением в меньшую сторону и принимать не менее 3 мм. Если напор  $H_1$  превышает напор  $H$  в два раза и более, а также в случае когда диаметр сопла получается менее 3 мм, избыток напора следует гасить регулирующим клапаном или дроссельной диафрагмой, устанавливаемыми перед элеватором.

Перед элеватором на подающем трубопроводе рекомендуется предусматривать прямую вставку длиной 0,25 м на фланцах.

Диаметр вставки следует принимать равным диаметру трубопровода.

#### **5.8.3.4. Баки и грязевики**

Баки-аккумуляторы для систем горячего водоснабжения у потребителей следует проектировать в соответствии со СНиП 2.04.01-85.

Баки-аккумуляторы, устанавливаемые в ЦТП жилых районов, должны рассчитываться на выравнивание суточного графика расхода воды за сутки наибольшего водопотребления. При этом вместимость баков-аккумуляторов рекомендуется принимать исходя из условий расчёта производительности водоподогревателей по среднему потоку теплоты на горячее водоснабжение.

Вместимость баков-аккумуляторов, устанавливаемых на промышленных и сельскохозяйственных предприятиях, должна приниматься в соответствии с требованиями СНиП 2.04.01-85.

Баки-аккумуляторы, работающие под давлением выше 0,07 МПа, должны соответствовать требованиям "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" Госгортехнадзора.

В закрытых системах сбора, охлаждения и возврата конденсата должны приниматься баки, конструкция которых рассчитана на рабочее давление от 0,015 до 0,3 МПа, а в открытых системах - на атмосферное давление (под налив).

Рабочую вместимость и число сборных баков конденсата следует принимать в соответствии с требованиями разд. 3 СНиП 2.04.07-86\*.

Конденсатные баки должны быть цилиндрической формы.

Применение прямоугольных баков допускается только для отстоя конденсата при условии невозможности появления в баке избыточного давления.

Днища конденсатных баков, как правило, должны приниматься сферической формы. Допускается применение днищ эллиптической и конической форм, при этом неотбортованные конические днища должны иметь общий центральный угол не более 45°.

В конденсатных баках должен предусматриваться люк диаметром в свету не менее 0,6 м.

Конденсатные баки должны быть оборудованы постоянными лестницами снаружи, а при высоте бака более 1,5 м - также и внутри бака.

Конденсатные баки должны быть оборудованы: указателями уровня, предохранительными устройствами от повышенного давления и, при необходимости, штуцерами с кранами и холодильниками для отбора проб.

В качестве предохранительных устройств в баках должны, как правило, применяться предохранительные клапаны; гидрозатворы рекомендуется применять при рабочем давлении в баке не более 15 кПа.

Для баков, работающих под налив, предохранительные устройства не предусматриваются; эти баки должны быть оборудованы штуцером для сообщения с атмосферой без установки на нем запорной арматуры

Подвод конденсата в баки должен предусматриваться ниже нижнего уровня конденсата.

Разность отметок между нижним уровнем конденсата в баке и осью насосов для перекачки конденсата из бака должна быть достаточной, чтобы обеспечивалось не вскипание конденсата во всасывающей трубке насоса, но не менее 0,5 м.

Наружная и внутренняя поверхности конденсатных баков должны иметь антикоррозионное покрытие.

При установке расширительных баков их объём  $V_{\text{б}}$ , куб.м, следует определять по формуле:

$$V_{\text{б}} = 0,5 \nu x G_k$$

где  $\nu$  - удельный объём пара в зависимости от давления в баке, куб.м/кг;

$x$  - массовое паросодержание конденсата в долях единицы, определяемое по формуле:

$$x = \frac{i_1 - i_2}{r_2};$$

$i_1, i_2$  - удельное теплосодержание конденсата соответственно при давлении пара перед конденсатоотводчиком и в расширительном баке (энтальпия воды на линии насыщения), кДж/кг;

$r_2$  - удельная скрытая теплота парообразования при давлении в расширительном баке, кДж/кг;

$G$  - расчётный расход конденсата, т/ч;

$k$  - коэффициент, учитывающий наличие пролетного пара, который допускается принимать равным 1,02-1,05.

Расширительные баки должны быть цилиндрической формы; для баков с внутренним диаметром корпуса до 500 мм должны приниматься плоские приварные или эллиптические днища, а при диаметре более 500 мм - эллиптические.

Расширительные баки должны быть оборудованы предохранительными клапанами.

Грязевики в тепловых пунктах следует предусматривать:

- 1) на подающем трубопроводе при вводе в тепловой пункт непосредственно после первой запорной арматуры;
- 2) на обратном трубопроводе перед регулирующими устройствами, насосами, приборами учёта расхода воды и тепловых потоков - не более одного.

Перед механическими водосчетчиками и пластинчатыми водоподогревателями по ходу воды следует устанавливать сетчатые ферромагнитные фильтры.

#### **5.8.3.5. Трубопроводы и арматура**

Трубопроводы в пределах тепловых пунктов должны предусматриваться из стальных труб в соответствии с требованиями СНиП 2.04.07-86\* и СНиП 2.04.01-85.

Трубопроводы, на которые распространяется действие "Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды" Госгортехнадзора, должны удовлетворять также требованиям этих Правил.

Кроме того, для сетей горячего водоснабжения в закрытых системах теплоснабжения следует применять оцинкованные трубы по ГОСТ 3262, ТУ 14-3-482, ТУ 14-3-1428 и другие с толщиной цинкового покрытия не менее 30 мкм

или эмалированные, а также неметаллические трубы, удовлетворяющие санитарным требованиям.

Для сетей горячего водоснабжения открытых систем теплоснабжения допускается применять неоцинкованные трубы.

Расположение и крепление трубопроводов внутри теплового пункта не должны препятствовать свободному перемещению эксплуатационного персонала и подъемно-транспортных устройств.

Для трубопроводов условным диаметром 25 мм и более в тепловых пунктах рекомендуется применять изделия и детали трубопроводов, опоры и подвески трубопроводов, а также баки расширительные и конденсатные по рабочим чертежам, разработанным Энергомонтажпроектом для тепловых сетей с параметрами теплоносителя:

$$P_y \leq 2.5 \text{ МПа, } t \leq 200^\circ\text{C} - \text{ для воды;}$$

$$P_y \leq 4.0 \text{ МПа, } t \leq 425^\circ\text{C} - \text{ для пара.}$$

Перечень выпусков типовой документации на конструкции, изделия и узлы зданий и сооружений серии 45.903-13 "Изделия и детали трубопроводов тепловых сетей.

Для компенсации тепловых удлинений трубопроводов в тепловых пунктах рекомендуется использовать углы поворотов трубопроводов (самокомпенсация). Установку на трубопроводах П-образных, линзовых, сильфонных, сальниковых компенсаторов следует предусматривать при невозможности компенсации тепловых удлинений за счет самокомпенсации.

Запорная арматура предусматривается:

- 1) на всех подающих и обратных трубопроводах тепловых сетей на вводе и выводе их из тепловых пунктов;
- 2) на всасывающем и нагнетательном патрубках каждого насоса;

3) на подводящих и отводящих трубопроводах каждого водоподогревателя.

В остальных случаях необходимость установки запорной арматуры определяется проектом. При этом число запорной арматуры на трубопроводах должно быть минимально необходимым, обеспечивающим надежную и безаварийную работу. Установка дублирующей запорной арматуры допускается при обосновании.

На вводе тепловых сетей в ЦТП должна применяться стальная запорная арматура, а на выводе из ЦТП допускается предусматривать арматуру из ковкого или высокопрочного чугуна.

Запорную арматуру на вводе в ИТП с суммарной тепловой нагрузкой на отопление и вентиляцию 0,2 МВт и более рекомендуется применять стальную.

В пределах тепловых пунктов допускается предусматривать арматуру из ковкого, высокопрочного и серого чугуна в соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды" Госгортехнадзора (прил. 13).

На спускных, продувочных и дренажных устройствах применять арматуру из серого чугуна не допускается.

При установке чугунной арматуры в тепловых пунктах должна предусматриваться защита ее от напряжений изгиба. В тепловых пунктах допускается также применение арматуры из латуни и бронзы.

Принимать запорную арматуру в качестве регулирующей не допускается.

Не допускается размещение арматуры, дренажных устройств, фланцевых и резьбовых соединений в местах прокладки трубопроводов над дверными и оконными проемами, а также над воротами.

В подземных отдельно стоящих ЦТП должна предусматриваться на вводе трубопроводов тепловой сети запорная арматура с электроприводом независимо от диаметра трубопровода.

Предохранительные устройства должны быть рассчитаны и отрегулированы так, чтобы давление в защищенном элементе не превышало расчётное более чем на 10%, а при расчётном давлении до 0,5 МПа - не более чем на 0,05 МПа. Расчёт пропускной способности предохранительных устройств должен производиться согласно ГОСТ 24570.

Отбор теплоносителя от патрубка, на котором установлено предохранительное устройство, не допускается. Установка запорной арматуры непосредственно у предохранительных устройств не допускается.

Предохранительные клапаны должны иметь отводящие трубопроводы, предохраняющие обслуживающий персонал от ожогов при срабатывании клапанов. Эти трубопроводы должны быть защищены от замерзания и оборудованы дренажами для слива скапливающегося в них конденсата. Установка запорных органов на них не допускается.

Для промывки и опорожнения систем потребления теплоты на их обратных трубопроводах до запорной арматуры (по ходу теплоносителя) предусматривается установка штуцера с запорной арматурой. Диаметр штуцера следует определять расчётом в зависимости от вместимости и необходимого времени опорожнения систем.

На трубопроводах следует предусматривать устройство штуцеров с запорной арматурой:

- 1) в высших точках всех трубопроводов - условным диаметром не менее 15 мм для выпуска воздуха (воздушники);
- 2) в низших точках трубопроводов воды и конденсата, а также на коллекторах - условным диаметром не менее 25 мм для спуска воды (спускники).

В тепловых пунктах не допускается предусматривать пусковые перемычки между подающим и обратным трубопроводами тепловых сетей.

Предусматривать обводные трубопроводы для насосов (кроме подкачивающих), элеваторов, регулирующих клапанов, грязевиков и приборов для учёта тепловых потоков и расхода воды не допускается.

На паропроводе должны предусматриваться пусковые (прямые) и постоянные (через конденсатоотводчик) дренажи в соответствии с требованиями разд. СНиП 2.04.07-86\*.

Пусковые дренажи должны устанавливаться:

- 1) перед запорной арматурой на вводе паропровода в тепловой пункт;
- 2) на распределительном коллекторе;
- 3) после запорной арматуры на ответвлениях паропроводов при уклоне ответвления в сторону запорной арматуры (в нижних точках паропровода).

Постоянные дренажи должны устанавливаться в нижних точках паропровода.

При проектировании систем сбора конденсата необходимо учитывать возможность попадания в эти системы пролетного пара в количестве 2-5% объёма возвращаемого конденсата.

Устройства для отвода конденсата из пароводяных водоподогревателей (конденсатоотводчики или регуляторы перелива) и паропроводов (конденсатоотводчики) должны размещаться ниже точек отбора конденсата и соединяться с ними вертикальными или горизонтальными трубопроводами с уклоном не менее 0,1 в сторону устройства для отбора конденсата.

Регуляторы перелива и конденсатоотводчики должны иметь обводные трубопроводы, обеспечивающие возможность сброса конденсата помимо этих устройств.

В случаях, когда имеется противодавление в трубопроводах для сбора конденсата, должна предусматриваться установка обратного клапана на конденсатопроводе после обводного трубопровода. Обратный клапан должен

быть установлен на обводном трубопроводе, если в конструкции конденсатоотводчика предусмотрен обратный клапан.

При выборе конденсатоотводчиков следует принимать:

1) расход конденсата после пароводяных водоподогревателей - равным максимальному расходу пара с коэффициентом 1,2, а для дренажа паропроводов - равным максимальному количеству конденсирующегося пара на дренируемом участке паропровода с коэффициентом 2;

2) давление в трубопроводе перед конденсатоотводчиком  $P_1$ , МПа, - равным 0,95 давления пара перед водоподогревателем или равным давлению пара в точке дренажа паропровода;

3) давление в трубопроводе после конденсатоотводчика  $P_2$ , МПа, - определяется по формуле:

$$P_2 = \alpha P_1,$$

где  $\alpha$  - коэффициент, учитывающий потерю давления в конденсатоотводчике и при отсутствии данных принимаемый равным 0,6.

При свободном сливе конденсата давление на выходе из трубопровода  $P_2$  принимается равным 0,01 МПа, а при сливе в открытый бак - равным 0,02 МПа.

Обратные клапаны предусматриваются:

а) на циркуляционном трубопроводе системы горячего водоснабжения перед присоединением его к обратному трубопроводу тепловых сетей в открытых системах теплоснабжения или к водоподогревателям в закрытых системах теплоснабжения;

б) на трубопроводе холодной воды перед водоподогревателями системы горячего водоснабжения за водомерами по ходу воды;

в) на ответвлении от обратного трубопровода тепловой сети перед регулятором смешения в открытой системе теплоснабжения;

г) на трубопроводе переключки между подающим и обратным трубопроводами систем отопления или вентиляции при установке смесительных или корректирующих насосов на подающем или обратном трубопроводе этих систем;

д) на нагнетательном патрубке каждого насоса до задвижки при установке более одного насоса;

е) на обводном трубопроводе у подкачивающих насосов;

ж) на подпиточном трубопроводе системы отопления при отсутствии на нем насоса.

Не следует предусматривать обратные клапаны, дублирующие обратные клапаны, устанавливаемые за насосами.

Диаметр труб гидрозатвора, мм, следует определять при условии свободного слива конденсата по формуле:

$$d = 25\sqrt{G},$$

где  $G$  - расчётный расход конденсата, т/ч.

Высота защитного столба конденсата в гидрозатворе должна приниматься в зависимости от давления в конденсатном баке, водоподогревателе или расширительном баке.

Зависимость давления и высоты столба конденсата

Давление, МПа	Высота столба конденсата, м
0,01	1,2
0,02	2,25
0,03	3,3
0,04	4,4
0,05	5,5

Площадь поперечного сечения корпуса распределительного коллектора принимается не менее суммы площадей поперечных сечений отводящих трубопроводов, а сборного коллектора - площадей сечений подводящих трубопроводов.

Для коллекторов диаметром более 500 мм применение плоских накладных приварных заглушек не допускается, должны применяться заглушки плоские приварные с ребрами или эллиптические.

Нижняя врезка отводящих и подводящих трубопроводов в коллектор не рекомендуется.

Врезки подводящего трубопровода распределительного коллектора и отводящего трубопровода сборного коллектора следует предусматривать около неподвижной опоры.

Коллектор устанавливается с уклоном 0,002 в сторону спускного штуцера.

Предохранительные клапаны на коллекторах следует предусматривать в соответствии с требованиями "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" Госгортехнадзора при условном проходе коллекторов более 150 мм и в соответствии с "Правилами безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды" Госгортехнадзора при условном проходе 150 мм и менее.

#### 5.8.3.6. Тепловая изоляция

Для трубопроводов, арматуры, оборудования и фланцевых соединений должна предусматриваться тепловая изоляция, обеспечивающая температуру на поверхности теплоизоляционной конструкции, расположенной в рабочей или обслуживаемой зоне помещения, для теплоносителей с температурой выше 100 °С - не более 45 °С, а с температурой ниже 100 °С - не более 35 °С (при температуре воздуха помещения 25 °С).

При проектировании тепловой изоляции оборудования и трубопроводов тепловых пунктов должны выполняться требования СНиП 2.04.14-88 "Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов", а также требования к тепловой изоляции, содержащиеся в других действующих нормативных документах.

Материалы и изделия для теплоизоляционных конструкций трубопроводов, арматуры и оборудования тепловых пунктов, встроенных в жилые и общественные здания, должны приниматься негорючие. В качестве унифицированных могут применяться теплоизоляционные конструкции по "Типовым проектным решениям по применению теплоизоляционных конструкций для трубопроводов и оборудования тепловых электростанций".

До начала выполнения проектной документации по тепловой изоляции для конкретного объекта по основному варианту типовых теплоизоляционных конструкций рекомендуется согласовать поставку применяемых материалов с организацией, выполняющей теплоизоляционные работы.

Толщина основного теплоизоляционного слоя для арматуры и фланцевых соединений принимается равной толщине основного теплоизоляционного слоя трубопровода, на котором они установлены.

Применять асбестоцементную штукатурку в качестве покровного слоя теплоизоляционных конструкций с последующей окраской масляной краской допускается только для небольших объемов работ.

В зависимости от назначения трубопровода и параметров среды поверхность трубопровода должна быть окрашена в соответствующий цвет и иметь маркировочные надписи в соответствии с требованиями "Правил

устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды" Госгортехнадзора.

Окраска, условные обозначения, размеры букв и расположение надписей должны соответствовать ГОСТ 14202. Пластинчатые теплообменники следует окрашивать теплостойкой эмалью.

#### **5.8.4. Водоподготовка**

Для защиты от коррозии и накипеобразования трубопроводов и оборудования централизованных систем горячего водоснабжения, присоединяемых к тепловым сетям по закрытой системе теплоснабжения (через водоподогреватели), в тепловых пунктах предусматривается при необходимости обработка воды.

Защиту трубопроводов горячего водоснабжения от внутренней коррозии следует осуществлять также путем использования труб с защитными покрытиями, преимущественно эмалированными, которые обеспечивают самую высокую эффективность. Оцинкованные трубы должны применяться более ограниченно, в зависимости от коррозионных показателей водопроводной нагретой воды или в сочетании с противокоррозионной обработкой в тепловых пунктах. Внутреннюю разводку труб систем горячего водоснабжения от стояков к потребителям рекомендуется осуществлять термостойкими трубами из полимерных материалов.

Обработку воды следует предусматривать в зависимости от качества воды, подаваемой из сетей хозяйственно-питьевого водопровода, материала труб и оборудования систем горячего водоснабжения, принятых в проекте, а также результатов технико-экономических обоснований.

Качество воды, поступающей в систему горячего водоснабжения, должно удовлетворять требованиям ГОСТ 2874.

Противокоррозионная и противонакипная обработка воды, подаваемой потребителям, не должна ухудшать ее качество, указанное в ГОСТ 2874.

Реагенты и материалы, применяемые для обработки воды, имеющие непосредственный контакт с водой, поступающей в систему горячего водоснабжения, должны быть разрешены Минздравом России для использования в практике хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Способ обработки воды следует выбирать в соответствии с прил. 15.

При исходной воде с положительным индексом насыщения, карбонатной жесткостью не более 4 мг-экв/л, суммарным содержанием хлоридов и сульфатов не более 50 мг/л, содержанием железа не более 0,3 мг/л обработку воды в тепловых пунктах предусматривать не требуется.

Обработку воды в соответствии с требованиями прил. 15 следует, как правило, предусматривать в ЦТП. В ИТП допускается применение магнитной, силикатной и ультразвуковой обработки воды. Обработку воды следует предусматривать для защиты трубок водоподогревателей горячего водоснабжения от карбонатного накипеобразования путем применения магнитной или ультразвуковой обработки.

Обезжелезивание воды должно предусматриваться в осветлительных фильтрах (следует использовать стандартные катионитные фильтры, загружаемые сульфоглем).

Вода, поступающая в обезжелезивающие фильтры, должна содержать не менее 0,6 мг  $O_2$  на 1 мг двухвалентного железа, содержащегося в воде.

При отсутствии в воде необходимого количества кислорода следует проводить аэрацию воды подачей сжатого воздуха или добавлением атмосферного воздуха с помощью эжектора в трубопровод перед фильтром до содержания кислорода не более 0,9 мг  $O_2$  на 1 мг двухвалентного железа.

Характеристики фильтрующего слоя и технологические показатели осветлительных фильтров приведены в прил. 16.

Магнитную обработку воды надлежит осуществлять в электромагнитных аппаратах или в аппаратах с постоянными магнитами.

При выборе обезжелезивающих фильтров и магнитных аппаратов следует принимать:

- 1) производительность - по максимальному часовому расходу воды на горячее водоснабжение, т/ч;
- 2) количество - по требуемой производительности без резерва.

Напряженность магнитного поля в рабочем зазоре магнитного аппарата не должна превышать  $159 \cdot 10^3$  А/м.

В случае применения электромагнитных аппаратов необходимо предусматривать контроль напряженности магнитного поля по силе тока.

Для деаэрации воды должны приниматься термические деаэратеры по ГОСТ 16860, как правило, струйные вертикальные.

Для вакуумной деаэрации допускается использовать деаэратеры со струйными тарельчатыми колонками при исходной воде с карбонатной жесткостью от 2 до 4 мг-экв/л или с колонками с насадочными керамическими кольцами при воде с карбонатной жесткостью до 2 мг-экв/л, при воде с карбонатной жесткостью от 4 до 7 мг-экв/л должны использоваться деаэратеры со струйными тарельчатыми колонками в сочетании с магнитной обработкой воды.

В атмосферных деаэраторах при исходной воде с карбонатной жесткостью до 2 мг-экв/л допускается применять струйные тарельчатые колонки.

Производительность деаэратора, т/ч, принимается по среднему расходу воды на горячее водоснабжение. Число деаэраторов должно быть минимальным, без резерва.

Размещение деаэрационных колонок вне помещения на открытом воздухе не рекомендуется.

При деаэрации воды в качестве деаэрационных баков следует предусматривать безнапорные (открытые) баки-аккумуляторы. Если последние

требуются в системе горячего водоснабжения, установка деаэрационных баков не рекомендуется.

В тепловых пунктах с деаэрационной установкой следует предусматривать возможность подачи воды в систему горячего водоснабжения помимо деаэратора.

Высоту установки деаэрационной колонки с открытым баком-аккумулятором следует принимать из условия, обеспечивающего поступление деаэрированной воды самотеком на колонки в бак при наивысшем уровне воды в баке.

Вода из деаэрационной колонки в бак-аккумулятор подается в нижнюю часть бака под минимальный уровень воды по трубам с отверстиями. Отверстия располагаются вдоль трубы в горизонтальной плоскости.

Обязательными элементами вакуумного деаэратора являются охладитель пара и газоотсасывающее устройство для отвода неконденсирующихся газов и поддержания вакуума в деаэраторе.

В качестве газоотсасывающего устройства следует предусматривать водоструйные эжекторы с насосами и баком рабочей воды. Допускается вместо водоструйных эжекторов с насосами применять вакуум-насосы.

Число насосов и эжекторов следует предусматривать не менее двух к каждой деаэрационной колонке, один из которых является резервным.

Для защиты внутренней поверхности баков-аккумуляторов от коррозии и деаэрированной воды в них от аэрации, как правило, следует применять герметизирующую жидкость марки АГ-4И. При этом в конструкции бака следует предусматривать устройство, исключающее попадание герметизирующей жидкости в систему горячего водоснабжения.

Допускается применять комбинацию защиты баков от коррозии и воды от аэрации с помощью антикоррозионных покрытий (например, на основе цинксиликатной композиции "Барьер III"), а также катодной защиты, металлизационных покрытий в сочетании с антиаэрационными плавающими шариками, изготовленными из вспенивающегося полимерного материала.

При отсутствии вакуумной деаэрации защиты воды в баках от аэрации не требуется, а внутренняя поверхность баков должна быть защищена от коррозии за счет применения защитных покрытий или катодной защиты.

Силикатную обработку воды и ее подщелачивание, осуществляемые совместно с деаэрацией (см. прил. 15), следует предусматривать путем добавления в исходную воду раствора жидкого натриевого стекла, изготавливаемого по ГОСТ 13078.

Силикатный модуль жидкого натриевого стекла должен быть в пределах 2,8 - 3,2, при этом меньшее значение модуля следует принимать при исходной воде с отрицательным индексом насыщения, большее - с положительным индексом насыщения. Допускается применение высокомодульного жидкого стекла с силикатным модулем 3,8 - 4,2 фирмы "Картэк".

Предельно допустимая концентрация (ПДК) соединений кремния 50 мг/л (в пересчете на  $\text{SiO}_3^{2-}$ ). В указанную величину входят начальная концентрация  $\text{SiO}_3^{2-}$  в исходной воде и доза вводимого жидкого натриевого стекла.

Подщелачивание допускается также осуществлять другими реагентами, удовлетворяющими требованию.

Дозу жидкого натриевого стекла, вводимого для силикатной обработки воды, следует принимать по прил. 17.

Для подщелачивания воды следует предусматривать введение в исходную воду жидкого натриевого стекла в количестве 2,8 мг (в пересчете на  $\text{SiO}_3^{2-}$ ) на 1 мг связываемой углекислоты ( $\text{CO}_2$ ), но не выше 50 мг/л с учётом начальной концентрации  $\text{SiO}_3^{2-}$  в исходной воде.

Дозирование раствора жидкого натриевого стекла для силикатной обработки и подщелачивания воды предусматривается с помощью вытеснительного шайбового дозатора, устанавливаемого без резерва. Допускается применение автоматизированных плунжерных насосов-дозаторов.

Место ввода раствора жидкого натриевого стекла в воду следует предусматривать:

а) при карбонатной жесткости исходной воды до 4 мг-экв/л - в трубопровод холодной воды до водоподогревателя;

б) при карбонатной жесткости более 4 мг-экв/л и наличии циркуляционного трубопровода в системе централизованного горячего водоснабжения - в трубопровод нагреваемой воды непосредственно перед подсоединением циркуляционного трубопровода, а при отсутствии циркуляционного трубопровода - в трубопровод горячей воды после водоподогревателя.

Для технологического контроля качества обработанной воды необходимо предусматривать устройство штуцеров с кранами условным диаметром  $D_y = 15$  мм на трубопроводах обработанной воды.

На пробоотборных трубопроводах должны предусматриваться холодильники для охлаждения проб до 40°C. В случаях контроля содержания в воде растворенного кислорода и железа штуцер отбора проб, подводящий трубопровод и змеевик холодильника, должны предусматриваться из коррозионно-стойких материалов.

### **5.8.5. Отопление, вентиляция, водопровод и канализация**

При проектировании отопления, вентиляции, водопровода и канализации тепловых пунктов следует выполнять требования СП (СНиП 2.04.05-91\*, СНиП 2.04.01-85), а также указания настоящего раздела.

Отопление помещений не предусматривается, если имеющиеся в них тепловыделения от оборудования и трубопроводов достаточны для обогрева этих помещений.

При необходимости устройства систем отопления отдельно стоящих тепловых пунктов эти системы следует присоединять к трубопроводам

тепловых сетей на выходе из теплового пункта с установкой диафрагмы для гашения избыточного напора.

В тепловых пунктах должна предусматриваться приточно-вытяжная вентиляция, рассчитанная на воздухообмен, определяемый по тепловыделениям от трубопроводов и оборудования.

Температура воздуха в рабочей зоне в холодный и переходный периоды года должна быть не более 28 °С, в теплый период года - не более чем на 5 °С выше расчётной температуры наружного воздуха по параметрам А.

При размещении тепловых пунктов в жилых и общественных зданиях следует производить проверочный расчёт теплоступлений из помещения теплового пункта в смежные с ним помещения. В случае превышения в этих помещениях допустимой температуры воздуха следует предусматривать мероприятия по дополнительной теплоизоляции ограждающих конструкций смежных помещений.

Прочистку трубопроводов в тепловых пунктах и систем потребления теплоты следует производить водопроводной водой или сжатым воздухом.

Опорожнение трубопроводов и оборудования тепловых пунктов и систем потребления теплоты должно осуществляться самотеком в канализацию с разрывом струи через воронку, раковину или водосборный приямок. При невозможности обеспечить опорожнение систем самотеком должен предусматриваться ручной насос или насос с электроприводом.

Опорожнение конденсатных баков предусматривается по напорным конденсатопроводам, в водосборный приямок допускается предусматривать слив конденсата, оставшегося в баке ниже уровня всасывающих патрубков насосов.

В полу теплового пункта следует предусматривать трап, если отметки системы канализации, водостока или попутного дренажа тепловых сетей позволяют осуществлять самотечный отвод случайных вод в эти системы, или водосборный приямок при невозможности самотечного отвода случайных вод.

Для откачки воды из водосборного приемка в систему канализации, водостока или попутного дренажа должен предусматриваться один дренажный насос (без резерва). В подземных тепловых пунктах должны предусматриваться два дренажных насоса с электроприводами, один из которых - резервный. Насос, предназначенный для откачки воды из водосборного приемка, не допускается использовать для промывки систем потребления теплоты.

#### **5.8.6. Электроснабжение и электрооборудование**

При проектировании электроснабжения и электрооборудования тепловых пунктов следует руководствоваться требованиями "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ) и указаниями настоящего раздела.

Тепловые пункты в части надежности электроснабжения следует относить к электроприемникам II категории при установке в них подкачивающих смесительных и циркуляционных насосов систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения, а также запорной арматуры при телеуправлении.

В тепловых пунктах следует предусматривать рабочее искусственное освещение для VI разряда зрительной работы и аварийное освещение.

Электрические сети должны обеспечивать возможность работы сварочных аппаратов и ручного электромеханического инструмента.

Местное управление задвижками с электроприводами и насосами для подземных ЦТП должно дублироваться дистанционным управлением со щита, расположенного на высоте не ниже планировочной отметки земли.

Электрооборудование должно отвечать требованиям ПУЭ для работы во влажных помещениях, а в подземных встроенных и пристроенных тепловых пунктах - в сырых помещениях.

Для металлических частей электроустановок, не находящихся под напряжением, должно быть предусмотрено заземление.

### 5.8.7. Автоматизация и контроль

Средства автоматизации и контроля должны обеспечивать работу тепловых пунктов без постоянного обслуживающего персонала (с пребыванием персонала не более 50% рабочего времени).

Автоматизация тепловых пунктов закрытых и открытых систем теплоснабжения должна обеспечивать:

1) поддержание заданной температуры воды, поступающей в систему горячего водоснабжения;

2) регулирование подачи теплоты (теплового потока) в системы отопления в зависимости от изменения параметров наружного воздуха с целью поддержания заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях;

3) ограничение максимального расхода воды из тепловой сети на тепловой пункт путем прикрытия клапана регулятора расхода теплоты на отопление закрытых систем теплоснабжения для отдельных жилых и общественных зданий и микрорайонов с максимальным тепловым потоком на вентиляцию менее 15% максимального теплового потока на отопление либо путем прикрытия клапана регулятора температуры воды, поступающей в систему горячего водоснабжения в тепловых пунктах открытых систем теплоснабжения и закрытых систем теплоснабжения промышленных зданий, а также жилых микрорайонов и общественных зданий с максимальным тепловым потоком на вентиляцию более 15% максимального теплового потока на отопление. Допускается ограничение максимального расхода воды из тепловой сети на тепловой пункт путем установки специального регулятора с клапаном на подающем трубопроводе. Эту же роль выполняет регулятор постоянства расхода воды, устанавливаемый на переключке II ступени водоподогревателя при отсутствии регуляторов расхода теплоты на отопление и закрытой задвижке переключки Б;

- 4) поддержание требуемого перепада давлений воды в подающем и обратном трубопроводах тепловых сетей на вводе в ЦТП или ИТП при превышении фактического перепада давлений над требуемым более чем на 200 кПа;
- 5) минимальное заданное давление в обратном трубопроводе системы отопления при возможном его снижении;
- 6) поддержание требуемого перепада давлений воды в подающем и обратном трубопроводах систем отопления в закрытых системах теплоснабжения при отсутствии регуляторов расхода теплоты на отопление, а также установке корректирующих насосов, характеризующихся изменением напора в пределах более 20% (в диапазоне рабочих расходов), на перемычке между обратным и подающим трубопроводами тепловой сети;
- 7) включение и выключение подпиточных устройств для поддержания статического давления в системах теплоснабжения при их независимом присоединении;
- 8) защиту систем потребления теплоты от повышения давления или температуры воды в трубопроводах этих систем при возможности превышения допустимых параметров;
- 9) поддержание заданного давления воды в системе горячего водоснабжения;
- 10) включение и выключение корректирующих насосов;
- 11) блокировку включения резервного насоса при отключении рабочего;
- 12) защиту системы отопления от опорожнения;
- 13) прекращение подачи воды в бак-аккумулятор или в расширительный бак при независимом присоединении систем отопления по достижении верхнего уровня в баке и включение подпиточных устройств при достижении нижнего уровня;

14) включение и выключение дренажных насосов в подземных тепловых пунктах по заданным уровням воды в дренажной приемке.

Примечание:

Автоматизацию деаэрационных установок рекомендуется предусматривать в соответствии со СНиП II-35-76.

Для учёта расхода тепловых потоков и расхода воды потребителями должны предусматриваться приборы учёта тепловой энергии в соответствии с "Правилами учёта отпуска тепловой энергии".

При независимом присоединении систем отопления к тепловым сетям следует предусматривать горячеводный водомер на трубопроводе для подпитки систем.

Расходомеры и водомеры должны рассчитываться на максимальный часовой расход теплоносителя по прил. 10 и подбираться так, чтобы стандартное значение верхнего предела измерения было ближайшим по отношению к значению максимального часового расхода.

Применение в открытых системах теплоснабжения и системах горячего водоснабжения ртутных дифманометров не допускается.

Длина прямых участков трубопровода до и после измерительных устройств расходомеров должна определяться в соответствии с инструкциями на приборы.

При подаче от источника теплоты потребителю пара нескольких различных параметров допускается для учёта возвращаемого конденсата предусматривать один расходомер на общем конденсатопроводе после конденсатных насосов.

В тепловых пунктах с расходом теплоты более 2,3 МВт, как правило, должны предусматриваться следующие контрольно-измерительные приборы:

1. манометры самопишущие - после запорной арматуры на вводе в тепловой пункт подающего и обратного трубопроводов водяных тепловых сетей, паропроводов и конденсатопроводов;

2. манометры показывающие:

2.1 до запорной арматуры на вводе в тепловой пункт трубопроводов водяных тепловых сетей, паропроводов и конденсатопроводов;

2.2 на распределительном и сборном коллекторах водяных тепловых сетей и паропроводов;

2.3 после узла смешения;

2.4 на паропроводах до и после редуцирующих клапанов;

2.5 на трубопроводах водяных тепловых сетей и паропроводах до и после регуляторов давления;

2.6 на подающих трубопроводах после запорной арматуры на каждом ответвлении к системам потребления теплоты и на обратных трубопроводах до запорной арматуры - из систем потребления теплоты;

3. штуцеры для манометров - до и после грязевиков, фильтров и водомеров;

4. термометры самопишущие - после запорной арматуры на вводе в тепловой пункт трубопроводов водяных тепловых сетей, паропроводов и конденсатопроводов;

5. термометры показывающие:

5.1 на распределительном и сборном коллекторах водяных тепловых сетей и паропроводов;

5.2 на трубопроводах водяных тепловых сетей после узла смешения;

5.3 на подающих и обратных трубопроводах из каждой системы потребления теплоты по ходу воды перед задвижкой.

В тепловых пунктах с расходом теплоты до 2,3 МВт должны предусматриваться:

1. манометры показывающие:
  - 1.1 после запорной арматуры на вводе в тепловой пункт трубопроводов водяных тепловых сетей, паропроводов и конденсатопроводов;
  - 1.2 после узла смешения;
  - 1.3 до и после регуляторов давления на трубопроводах водяных тепловых сетей и паропроводов;
  - 1.4 на паропроводах до и после редуционных клапанов;
  - 1.5 на подающих трубопроводах после запорной арматуры на каждом ответвлении к системам потребления теплоты и на обратных трубопроводах до запорной арматуры - из систем потребления теплоты;
  
2. штуцеры для манометров:
  - 2.1 до запорной арматуры на вводе в тепловой пункт трубопроводов водяных тепловых сетей, паропроводов и конденсатопроводов;
  - 2.2 до и после грязевиков, фильтров и водомеров;
  
3. термометры показывающие:
  - 3.1 после запорной арматуры на вводе в тепловой пункт трубопроводов водяных тепловых сетей, паропроводов и конденсатопроводов;
  - 3.2 на трубопроводах водяных тепловых сетей после узла смешения;
  - 3.3 на обратных трубопроводах из систем потребления теплоты по ходу воды перед задвижками.

Показывающие манометры и термометры должны предусматриваться на входе и выходе трубопроводов греющей и нагреваемой воды для каждой ступени водоподогревателей систем горячего водоснабжения и отопления.

Показывающие манометры должны предусматриваться перед всасывающими и после нагнетательных патрубков насосов.

При установке самопишущих термометров и манометров следует предусматривать кроме них на тех же трубопроводах штуцеры для показывающих манометров и гильзы для термометров.

В случаях, когда приборы учёта расхода теплоты комплектуются самопишущими или показывающими расходомерами, термометрами и манометрами, предусматривать дублирующие контрольно-измерительные приборы не следует.

Автоматизацию и контроль установок сбора и возврата конденсата следует предусматривать в объёме, указанном в СНиП 2.04.07-86\* для конденсатных насосов.

Для деаэрационных установок следует предусматривать следующие контрольно-измерительные приборы: термометры показывающие; указатели уровня воды в баках; манометры показывающие и самопишущие.

На местном щите управления следует предусматривать световую сигнализацию о включении резервных насосов и достижении следующих предельных параметров:

- 1) температуры воды, поступающей в систему горячего водоснабжения (минимальная - максимальная);
- 2) давления в обратных трубопроводах систем отопления каждого здания или в обратном трубопроводе распределительных сетей отопления на выходе из ЦТП (минимальные - максимальные);
- 3) минимального перепада давлений в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети на входе и на выходе из ЦТП;
- 4) уровней воды или конденсата в баках и водосборных приемков.

При применении регуляторов расхода теплоты на отопление следует предусматривать сигнализацию о превышении заданной величины отклонения регулируемого параметра.

Методика расчёта графиков регулирования подачи теплоты на отопление у потребителей, поддерживаемых системой автоматизации, предусматриваемой в тепловых пунктах, приведена в прил. 18. При расчёте этих графиков следует учитывать принятый режим регулирования отпуска теплоты на источнике, внутренние тепловыделения в помещениях зданий и сооружений, метеорологические условия и др.

### **5.8.8. Диспетчеризация и связь**

Дистанционный контроль за работой оборудования и параметрами теплоносителя осуществляется в диспетчерских пунктах предприятия тепловых сетей, объединенной диспетчерской службе (ОДС) жилого района, промышленного и сельскохозяйственного предприятия или на щите управления источника теплоты.

При теплоснабжении от котельных мощностью 35 МВт и менее диспетчеризацию предусматривать не рекомендуется.

Диспетчеризация осуществляется:

- 1) аварийно-предупредительной сигнализацией путем передачи одного общего светозвукового сигнала о нарушениях режимов работы;
- 2) дистанционным управлением;
- 3) телемеханизацией, как правило, в телемеханизированных системах теплоснабжения.

При отсутствии ОДС на промышленном или сельскохозяйственном предприятии следует предусматривать аварийно-предупредительную сигнализацию из индивидуальных тепловых пунктов в ЦТП.

Дистанционное управление следует предусматривать при обосновании для клапанов, регулирующих расход теплоты на отопление и горячее водоснабжение, в соответствии с пп.3.9, 3.10, 3.15 и 3.16 и для другой арматуры и оборудования.

При телемеханизации предусматриваются:

1. телеизмерение по вызову следующих параметров теплоносителя:
  - 1.1. температуры воды в подающем трубопроводе тепловой сети на входе в ЦТП или ИТП при отсутствии ЦТП. Для жилых и общественных зданий телеизмерение температуры предусматривается одно на все ЦТП и ИТП в данном микрорайоне при теплоснабжении от одного источника теплоты;
  - 1.2. температуры воды в подающем и обратном трубопроводах системы отопления каждого здания;
2. телесигнализация путем передачи одного общего светозвукового сигнала о нарушениях режимов работы;
3. телеуправление при обосновании.

Для тепловых пунктов при расходе теплоты 2,3 МВт и более следует предусматривать телефонную связь с диспетчерским пунктом.

### **5.8.9. Требования по снижению уровней шума и вибрации от работы насосного оборудования**

Требования настоящего раздела должны соблюдаться в целях предотвращения превышения уровней шума и вибрации, допускаемых ГОСТ 12.1.003, ГОСТ 12.1.012 и СНиП II-12-77 в зданиях со встроенными тепловыми пунктами и близлежащих к тепловым пунктам.

Примечание:

Требования настоящего раздела распространяются на тепловые пункты промышленных и сельскохозяйственных предприятий, если они предусмотрены техническим заданием на проектирование теплового пункта.

Тепловые пункты, оборудуемые насосами, не допускается размещать смежно, под или над помещениями жилых квартир, спальных и игровых

детских дошкольных учреждений, спальными помещениями школ-интернатов, гостиниц, общежитий, санаториев, домов отдыха, пансионатов, палатами и операционными больниц, помещениями с длительным пребыванием больных, кабинетами врачей, зрительными залами зрелищных предприятий, за исключением тех пунктов, где устанавливаются бесфундаментные насосы, обеспечивающие уровень звукового давления в смежных помещениях, не превышающий допустимый по СНиП II-12-77.

Примечание:

На тепловые пункты, в которых предусматривается установка бесфундаментных насосов, требования настоящего раздела не распространяются.

Минимальное расстояние в свету от отдельно стоящих наземных ЦТП до наружных стен помещений должно приниматься не менее 25 м.

Наружные ограждающие конструкции наземных тепловых пунктов должны иметь величину изоляции от воздушного шума, определяемую в соответствии со СНиП II-12-77.

Наружные двери и ворота тепловых пунктов не должны, как правило, быть направлены в сторону помещений и должны иметь уплотнение притворов с допускаемым зазором по периметру не более 1 м. Допускается размещать наружные двери и ворота в стенах тепловых пунктов, обращенных в сторону наиболее удаленного из указанных помещений.

Необходимость применения глушителей шума на вентиляционных проемах в наружных ограждениях, звукопоглощающей облицовки стен и потолка и выбор их конструкции должны определяться расчётом.

Звукопоглощающая облицовка должна предусматриваться из негорючих материалов.

В отдельно стоящих тепловых пунктах толщина бетонного пола должна приниматься не менее 0,2 м по песчаной подсыпке толщиной не менее 0,2 м. При этом в наземных тепловых пунктах пол должен отделяться от наружных ограждающих конструкций зазором шириной не менее 0,05 м с заполнением его песком.

В отдельно стоящих тепловых пунктах рекомендуется предусматривать жесткое крепление насосов к фундаменту, а во встроенных и пристроенных тепловых пунктах насосы следует устанавливать на виброизолирующие основания, как правило, с пружинными виброизоляторами.

Для соединения трубопроводов с патрубками насосов должны предусматриваться гибкие вставки длиной не менее 1 м, устанавливаемые, как правило, в горизонтальной плоскости. В качестве гибких вставок при температуре теплоносителя до 100 °С рекомендуется принимать резиновые напорные рукава с текстильным каркасом по ГОСТ 18698.

В отдельно стоящих тепловых пунктах гибкие вставки допускается не предусматривать.

В местах ввода трубопроводов, идущих от отдельно стоящих или пристроенных тепловых пунктов, в здания жесткая заделка труб в стены и фундаменты этих зданий не допускается.

Размеры отверстий для пропуска труб через стены и фундаменты должны обеспечивать зазор между поверхностями теплоизоляционной конструкции трубы и строительной конструкцией здания. Для заделки зазора следует применять эластичные водогазонепроницаемые материалы.

Неподвижные опоры на этих трубопроводах должны размещаться на расстоянии не менее чем 2 м от наружной стены здания.

Во встроенных и пристроенных тепловых пунктах под опоры трубопроводов и оборудования при их креплении к строительным конструкциям здания необходимо предусматривать виброизолирующие

прокладки, в качестве которых рекомендуется применять резиновые виброизоляторы (коврики).

## **5.8.10. Дополнительные требования к проектированию тепловых пунктов в особых природных и климатических условиях строительства**

### **5.8.10.1. Общие требования**

При проектировании тепловых пунктов в районах с сейсмичностью 8 баллов и более, на вечномёрзлых грунтах, на подрабатываемых территориях и в районах с просадочными от замачивания грунтами II типа необходимо соблюдать требования СНиП 2.02.01-83, СНиП II-7-81\* (изд. 1995 г.), СНиП 2.02.04-88.

При размещении баков на просадочных грунтах II типа следует соблюдать также требования СНиП 2.04.02-84\*.

Примечание:

При просадочных грунтах I типа тепловые пункты проектируются без учёта требований данного раздела.

Районы с сейсмичностью 8 и 9 баллов.

Расчётная сейсмичность для зданий тепловых пунктов должна приниматься одинаковой с установленной расчётной сейсмичностью для зданий, обслуживаемых тепловым пунктом.

Высота зданий наземных тепловых пунктов не должна превышать 4 м.

Запорная, регулирующая и предохранительная арматура независимо от параметров теплоносителей и диаметров труб должна приниматься стальной.

В местах присоединения трубопроводов к насосам, водоподогревателям и бакам должны предусматриваться конструкции компенсационных устройств,

обеспечивающие продольные и угловые перемещения трубопроводов. Допускается применение гибких вставок по п.10.8 настоящего свода правил.

В местах прохода трубопроводов тепловых сетей через фундаменты и стены зданий тепловых пунктов зазор между поверхностью теплоизоляционной конструкции трубы, верхом и стенками проема должен предусматриваться не менее 0,2 м.

Для заделки зазора следует применять эластичные водогазонепроницаемые материалы.

#### **5.8.10.2. Районы вечномёрзлых грунтов**

При расчёте трубопроводов на самокомпенсацию тепловых удлинений с целью повышения гибкости участков трубопроводов между неподвижными опорами расчётное тепловое удлинение участка следует увеличивать на 20%.

Здания и сооружения тепловых пунктов следует проектировать надземными с вентилируемыми подпольями.

Прокладку трубопроводов следует предусматривать выше уровня пола. Устройство в полу каналов и прямков не допускается.

Для опорожнения оборудования и трубопроводов теплового пункта и систем потребления теплоты следует предусматривать систему дренажа и слива воды, исключаящую воздействие теплоты на грунт.

Число параллельно работающих водоподогревателей для систем отопления должно быть не менее двух, рассчитанных на 75% производительности каждый, а для системы отопления зданий и сооружений, не допускающих перерывов в подаче теплоты, - на 100%.

При применении арматуры общепромышленного назначения и крепежа, изготовленного из углеродистой стали, должны соблюдаться мероприятия, исключаящие возможность снижения температуры стали ниже минус 30 °С при транспортировании, хранении, монтаже и эксплуатации.

Заглубление баков горячей воды и конденсатных баков ниже планировочных отметок земли при строительстве на вечномёрзлых грунтах по принципу I (с сохранением мерзлого состояния грунтов) не допускается.

### **5.8.10.3. Подрабатываемые территории**

При проектировании тепловых пунктов на подрабатываемых территориях должны соблюдаться требования.

Усилия от неподвижных опор не должны передаваться на конструкцию зданий.

### **5.8.10.4. Просадочные от замачивания грунты**

Под полами тепловых пунктов и баками следует предусматривать уплотнение грунта на глубину 2,0-2,5 м. Контур уплотнённого грунта основания должен быть больше габаритов сооружения не менее чем на 3,0 м в каждую сторону.

Полы должны быть водонепроницаемыми и иметь уклон не менее 0,01 м в сторону водосборного водонепроницаемого приемка.

В местах сопряжения полов со стенами должны предусматриваться водонепроницаемые плинтусы на высоту 0,1-0,2 м.

Расстояние от баков-аккумуляторов и конденсатных баков, размещаемых вне тепловых пунктов, до зданий и сооружений должно быть: при грунтовых условиях II типа (с водопроницаемыми подстилающими грунтами) не менее 1,5 толщины просадочного слоя; при грунтовых условиях II типа (с водонепроницаемыми подстилающими грунтами) не менее трех толщин просадочного слоя, но не более 40 м.

Прокладку трубопроводов следует предусматривать, как правило, выше уровня пола.

Допускается прокладка трубопроводов в водонепроницаемых каналах.

В местах прохода тепловых сетей через фундаменты или стены зданий тепловых пунктов зазор между поверхностью теплоизоляционной конструкции трубопровода и верхом (низом) отверстия должен предусматриваться с учётом возможной просадки здания или сооружения.

## **5.9. Оформление и согласование проекта**

Федеральный закон от 27 июля 2010 г. N 190-ФЗ "О теплоснабжении", постановление Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. N 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» регламентируют разработку и согласование проекта по теплоснабжению.

### **5.9.1. Этапы составления проекта теплосети. Состав типового проекта**

#### ***Сбор исходных данных***

Заказчик предоставляет техническое задание проектировщику с указанием специальных сведений, которые понадобятся в работе при разработке проекта: район строительства, геодезические данные, тепловые нагрузки (годовые и максимальные), расположение источника и потребителей, схемы подключения, типы потребителей, условия эксплуатации и др. Здесь же могут находиться предпочтения по максимальной стоимости всех работ и используемые материалы.

#### ***Инженерные изыскания***

Работы проводятся на местности и при проектировании. Инженер-проектировщик заполняет отчёты. В систему проверок включена почва, свойства грунта, уровень грунтовых вод, а также климатические и метеорологические условия, сейсмическая характеристика района.

#### ***Проектирование инженерных систем***

На этой стадии составляются чертежи, схемы отдельных узлов, выполняются расчёты по существующим нормативным документам. Как правило, используется специализированное программное обеспечение.

### ***Предварительный проект тепловой сети***

На этом же этапе оформляется строительная и проектная документация.

### ***Согласование проекта***

Сначала предварительный проект передаётся заказчику. После уточнений и дополнений проекта выполняется согласование в ряде инстанций городской управы, а также проходит экспертную оценку независимым представителем.

В состав типового проекта тепловой сети входит:

- 1) общее описание проекта с пояснительной запиской, расчётами и приложениями;
- 2) генеральный план города (района, поселения) с нанесённой сетью теплоснабжения, геодезической информацией, источником и потребителями;
- 3) расчётная схема тепловой сети с указанием наименования участков, их диаметров, длин, расходов и др. специальной информации;
- 4) продольный профиль местности с пьезометрическим графиком тепловой сети от источника до наиболее удалённого потребителя;
- 5) детализация отдельных узлов (опор, компенсаторов, тепловых камер, ЦТП и т.д.);
- 6) спецификации оборудования, трубопроводов и т.д.

## **5.9.2. Порядок разработки, утверждения и актуализации схем теплоснабжения**

Проект схемы теплоснабжения (проект актуализированной схемы теплоснабжения) разрабатывается уполномоченными органами местного

самоуправления поселений, городских округов (далее - органы местного самоуправления), уполномоченными органами исполнительной власти городов федерального значения (далее - органы исполнительной власти городов федерального значения), юридическими лицами либо совместно органами местного самоуправления или органами исполнительной власти городов федерального значения и юридическими лицами (далее - ответственные лица) по решению ответственных лиц.

Схема теплоснабжения (актуализированная схема теплоснабжения) утверждается:

а) главой местной администрации городского поселения, главой местной администрации городского округа - в отношении городских поселений, городских округов с численностью населения, составляющей менее 500 тыс. человек;

б) главой местной администрации муниципального района - в отношении сельских поселений, расположенных на территории соответствующего муниципального района, если иное не установлено законом субъекта Российской Федерации;

в) федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - уполномоченный федеральный орган) - в отношении городских поселений, городских округов с численностью населения, составляющей 500 тыс. человек и более, а также городов федерального значения.

Проект схемы теплоснабжения (проект актуализированной схемы теплоснабжения) разрабатывается и оформляется на бумажном носителе и в электронной форме. Форма проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения), а также требования к форматам материалов, представляемых в электронном виде, включая требования к техническим, программным и лингвистическим средствам, необходимым для

оформления и направления проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) в электронной форме, устанавливаются уполномоченным федеральным органом.

См. требования к форматам проектов схем теплоснабжения, направляемых в электронной форме в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти, утвержденные приказом Минэнерго России и Минстроя России от 16 октября 2017 г. N 1430/пр/969.

В случае разработки проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) теплоснабжающими и (или) теплосетевыми организациями расходы на разработку проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) не учитываются при установлении подлежащих государственному регулированию цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), утверждаемого в отнесенных в соответствии с Федеральным законом "О теплоснабжении" ценовых зонах теплоснабжения (далее - ценовые зоны теплоснабжения).

Проект схемы теплоснабжения (проект актуализированной схемы теплоснабжения) разрабатывается на основе документов территориального планирования, утвержденных в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности и в соответствии с требованиями к схемам теплоснабжения, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. N 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения" (далее - требования к схемам теплоснабжения).

Проект схемы теплоснабжения разрабатывается на срок действия утвержденного в установленном законодательством о градостроительной деятельности порядке генерального плана соответствующего поселения, городского округа, города федерального значения (далее - генеральный план), за исключением случая, указанного в пункте 8 настоящего документа.

В случае если на дату принятия решения о разработке проекта схемы теплоснабжения срок действия генерального плана составляет менее 5 лет либо отсутствует утвержденный в установленном законодательством о градостроительной деятельности порядке генеральный план, то проект схемы теплоснабжения разрабатывается на срок не менее 10 лет.

Проект схемы теплоснабжения (проект актуализированной схемы теплоснабжения) разрабатывается с соблюдением следующих принципов:

а) обеспечение безопасности и надежности теплоснабжения потребителей в соответствии с требованиями технических регламентов;

б) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учётом требований, установленных федеральными законами;

в) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения с учётом экономической обоснованности;

г) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;

д) минимизация затрат на теплоснабжение в расчёте на единицу тепловой энергии для потребителя в долгосрочной перспективе;

е) обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения.

Схема теплоснабжения подлежит ежегодной актуализации, за исключением случаев, указанных в пункте 12 настоящего документа. В ценовых зонах теплоснабжения схема теплоснабжения в течение двух лет с даты окончания переходного периода, определенного в соответствии с Федеральным законом "О теплоснабжении" (далее - переходный период), подлежит ежегодной актуализации, а по истечении 2-летнего периода - не реже одного раза в 3 года. Конечной датой периода, на который разрабатывается (утверждается) проект

актуализированной схемы теплоснабжения, является конечная дата периода действия схемы теплоснабжения.

В части, не противоречащей актуализированной схеме теплоснабжения, применяется:

- а) схема теплоснабжения;
- б) предшествующая актуализированная схема (схемы) теплоснабжения.

Актуализация схемы теплоснабжения не осуществляется в случае утверждения генерального плана в установленном законодательством о градостроительной деятельности порядке, изменения срока, на который утвержден генеральный план, либо в случае, если срок действия схемы теплоснабжения (актуализированной схемы теплоснабжения) составляет менее 5 лет. В указанных случаях разрабатывается проект новой схемы теплоснабжения.

Схема теплоснабжения и актуализированные схемы теплоснабжения (при их наличии) при утверждении новой схемы теплоснабжения подлежат признанию утратившими силу соответствующим должностным лицом (органом), утвердившим схему теплоснабжения (актуализированную схему теплоснабжения).

При разработке проекта новой схемы теплоснабжения, предусмотренный подпунктом "к" требований к схемам теплоснабжения, содержащийся в схеме теплоснабжения (актуализированной схеме теплоснабжения), включается в указанный проект в неизменном виде, за исключением:

- а) случаев, указанных в пункте 13 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. N 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации";

б) случая возникновения новой зоны (новых зон) деятельности единой теплоснабжающей организации.

В течение 3 рабочих дней со дня принятия решения о разработке проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) и с учётом положений пункта 37 Постановления орган местного самоуправления или орган исполнительной власти города федерального значения, принявший такое решение, размещает на официальном сайте соответственно поселения (при наличии официального сайта поселения), городского округа (при наличии официального сайта городского округа), органа исполнительной власти города федерального значения в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет" (далее - официальные сайты):

а) уведомление о начале разработки проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения);

б) указание на страницу официального сайта, на которой размещена действующая схема теплоснабжения, в том числе актуализированные схемы теплоснабжения (при их наличии).

В случае если в поселениях, городских округах, городах федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, решение о разработке проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) принимается юридическим лицом, то такое юридическое лицо в течение 3 рабочих дней со дня принятия решения и с учётом положений пункта 37 Постановления уведомляет о начале разработки проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) соответствующий орган местного самоуправления, орган исполнительной власти города федерального значения, который размещает на официальном сайте указанную в пункте 15 Постановления информацию в течение 3 рабочих дней со дня ее поступления.

Орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в течение 14 календарных дней со дня получения запроса ответственного лица предоставляет на бумажном носителе и в электронной форме действующие на дату принятия решения о разработке проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) копии инвестиционных программ теплоснабжающих и теплосетевых организаций, а также следующую информацию о ценах (тарифах) в сфере теплоснабжения:

а) динамика утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов), по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации на территории соответствующего поселения, городского округа, города федерального значения за последние 3 года;

б) структуру цен (тарифов) в сфере теплоснабжения;

в) размер платы за подключение к системе теплоснабжения и размер необходимой валовой выручки от осуществления указанной деятельности;

г) размер платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.

В случае наделения органов местного самоуправления в соответствии с законом субъекта Российской Федерации полномочиями по государственному регулированию цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, информация, указанная в пункте 17 Постановления, предоставляется указанными органами в порядке, предусмотренном абзацем первым пункта 17 Постановления.

Органы местного самоуправления, органы исполнительной власти городов федерального значения в течение 15 календарных дней со дня завершения разработки проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) или со дня поступления к ним проекта схемы теплоснабжения

(проекта актуализированной схемы теплоснабжения), разработанной юридическим лицом, обеспечивают:

а) размещение соответствующего проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) в полном объеме, соответствующем положениям пунктов 4 и 23 требований к схемам теплоснабжения, на официальном сайте, за исключением сведений, составляющих государственную тайну, электронной модели системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, материалов и сведений, предусмотренных пунктом 81 требований к схемам теплоснабжения. При размещении проекта актуализированной схемы теплоснабжения одновременно с ним также размещается схема теплоснабжения (актуализированная схема теплоснабжения) (с изменениями, предусмотренными указанным проектом актуализированной схемы теплоснабжения);

б) опубликование сведений о размещении проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) на официальном сайте и в средствах массовой информации, установленных для официального опубликования правовых актов органа местного самоуправления или органов государственной власти субъекта Российской Федерации (далее - официальные источники опубликования);

в) возвращение на доработку соответствующего проекта, в случае если поступивший проект схемы теплоснабжения (проект актуализированной схемы теплоснабжения) не соответствует требованиям к схемам теплоснабжения (с указанием конкретных замечаний).

Обеспечение открытости процедуры разработки и утверждения проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) осуществляется органами местного самоуправления, органами исполнительной власти городов федерального значения путем сбора замечаний и предложений к соответствующему проекту, а также организации публичных слушаний.

Для организации сбора замечаний и предложений к проекту схемы теплоснабжения (проекту актуализированной схемы теплоснабжения) органы местного самоуправления, органы исполнительной власти городов федерального значения при его размещении на официальном сайте указывают адрес, по которому осуществляется сбор замечаний и предложений, а также срок их сбора, который не может быть менее 20 и более 30 календарных дней со дня размещения соответствующего проекта.

Публичные слушания по проекту схемы теплоснабжения (проекту актуализированной схемы теплоснабжения) начинаются не позднее 15 календарных дней со дня окончания срока сбора замечаний и предложений. Срок проведения публичных слушаний не может быть более 30 календарных дней.

Процедура проведения публичных слушаний органами местного самоуправления, органами исполнительной власти городов федерального значения состоит из следующих этапов:

а) размещение на официальном сайте уведомления о проведении публичных слушаний в срок не менее чем за 7 календарных дней до дня их начала. Указанное уведомление должно содержать информацию о дате, времени и месте проведения собрания участников публичных слушаний. При проведении публичных слушаний должно быть обеспечено обязательное извещение в письменной форме о проведении публичных слушаний теплоснабжающих и теплосетевых организаций, указанных в проекте схемы теплоснабжения (проекте актуализированной схемы теплоснабжения);

б) размещение на официальном сайте замечаний и предложений, поступивших в соответствии с пунктом 21 Постановления, не позднее 3 календарных дней со дня окончания срока сбора указанных замечаний и предложений;

в) проведение собрания участников публичных слушаний;

г) подготовка и оформление итогового документа (протокола) публичных слушаний;

д) размещение итогового документа (протокола) публичных слушаний.

Итоговый документ (протокол) публичных слушаний подготавливается, оформляется и размещается органом местного самоуправления, органом исполнительной власти города федерального значения на официальном сайте в течение 3 рабочих дней со дня проведения собрания участников публичных слушаний.

В случае если в органы местного самоуправления, органы исполнительной власти городов федерального значения поступили 2 и более разработанных юридическими лицами проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) поселения, городского округа, города федерального значения, не отнесенных к ценовым зонам теплоснабжения, соответствующих требованиям к схемам теплоснабжения, сбор замечаний и предложений, а также организация публичных слушаний осуществляются по проекту, который поступил первым. Другие поступившие проекты схемы теплоснабжения (проекты актуализированной схемы теплоснабжения), в случае если они отличаются от проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения), поступившего первым, рассматриваются как дополнения (изменения) к нему.

С учётом поступивших замечаний и предложений, а также итогового документа (протокола) публичных слушаний в течение 7 рабочих дней со дня размещения указанного итогового документа (протокола) на официальном сайте и при условии соблюдения срока, предусмотренного пунктом 38 Постановления, в установленном порядке:

1. глава местной администрации городского поселения, глава местной администрации городского округа с численностью населения, составляющей менее 500 тыс. человек, глава местной администрации муниципального района

(в отношении сельских поселений, расположенных на территории соответствующего муниципального района, если иное не установлено законом субъекта Российской Федерации) принимает одно из следующих решений:

1.1 утверждает схему теплоснабжения (актуализированную схему теплоснабжения) с учётом особенностей, указанных в разделе II настоящего документа;

1.2 продлевает (однократно) срок рассмотрения проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) не более чем на 30 календарных дней (при необходимости), за исключением случая разработки проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) в переходный период в ценовых зонах теплоснабжения;

1.3 возвращает (однократно) соответствующий проект на доработку. При этом срок доработки проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) не может быть более 60 календарных дней со дня принятия решения о его возврате на доработку;

2. глава местной администрации городского поселения, глава местной администрации городского округа с численностью населения, составляющей 500 тыс. человек и более, руководитель органа исполнительной власти города федерального значения принимает одно из следующих решений:

2.1. направляет для утверждения в уполномоченный федеральный орган проект схемы теплоснабжения (проект актуализированной схемы теплоснабжения) на бумажном носителе и в электронной форме, а также итоговый документ (протокол) публичных слушаний по указанному проекту и схему теплоснабжения (актуализированную схему теплоснабжения) (с изменениями, предусмотренными указанным проектом актуализированной схемы теплоснабжения) с учётом особенностей, указанных в разделе II настоящего документа;

2.2. возвращает (однократно) соответствующий проект на доработку. При этом срок доработки проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) не может быть более 60 календарных дней со дня принятия решения о его возврате на доработку.

Уполномоченный федеральный орган в течение 30 календарных дней со дня получения проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) рассматривает его с учётом итогового документа (протокола) публичных слушаний по указанному проекту и в установленном порядке:

а) утверждает схему теплоснабжения (актуализированную схему теплоснабжения);

б) продлевает (однократно) срок рассмотрения проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) не более чем на 30 календарных дней (при необходимости), за исключением случая разработки проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) в переходный период в ценовых зонах теплоснабжения;

в) возвращает (однократно) соответствующий проект на доработку. При этом срок доработки проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) не может быть более 60 календарных дней со дня его возврата на доработку.

В случае возвращения проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) на доработку сбор замечаний и предложений по проекту схемы теплоснабжения (проекту актуализированной схемы теплоснабжения) осуществляется одновременно с проведением публичных слушаний в течение 7 календарных дней после размещения на официальном сайте уведомления о проведении публичных слушаний, которое должно содержать информацию об адресе, по которому осуществляется сбор

замечаний и предложений, и сроке их сбора, а также указание на страницу официального сайта, где размещен доработанный проект схемы теплоснабжения (проект актуализированной схемы теплоснабжения). Публичные слушания доработанного проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) начинаются не позднее 15 календарных дней со дня окончания срока, установленного для доработки схемы теплоснабжения (актуализированной схемы теплоснабжения) при принятии соответствующего решения, и проводятся в порядке, предусмотренном пунктами 23 и 24 Постановления, с учётом требований настоящего пункта. Срок проведения таких публичных слушаний не может быть более 15 календарных дней.

Доработанный проект схемы теплоснабжения (проект актуализированной схемы теплоснабжения) утверждается в порядке, предусмотренном пунктами 26 и 27 Постановления.

Повторная доработка проекта схемы теплоснабжения (проекта актуализированной схемы теплоснабжения) не допускается. При необходимости повторной доработки проект схемы теплоснабжения (проект актуализированной схемы теплоснабжения) разрабатывается заново в соответствии с положениями пунктов 2 - 29 настоящего документа.

После утверждения уполномоченным федеральным органом схемы теплоснабжения (актуализированной схемы теплоснабжения) копия соответствующего решения об утверждении направляется главе местной администрации городского поселения, главе местной администрации городского округа с численностью населения, составляющей 500 тыс. человек и более, руководителю органа исполнительной власти города федерального значения, направившему проект схемы теплоснабжения (проект актуализированной схемы теплоснабжения) для утверждения, в течение 5 рабочих дней со дня его принятия.

Органы местного самоуправления или органы исполнительной власти городов федерального значения в течение 15 календарных дней со дня утверждения схемы теплоснабжения (актуализированной схемы теплоснабжения) обязаны разместить соответствующую схему теплоснабжения на официальном сайте в полном объеме, включая копию решения о ее утверждении, за исключением сведений, составляющих государственную тайну, электронной модели системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, материалов и сведений, предусмотренных пунктом 81 требований к схемам теплоснабжения. При размещении актуализированной схемы теплоснабжения одновременно с ней также размещается схема теплоснабжения (предшествующая актуализированная схема (схемы) теплоснабжения).

Информацию о размещении схемы теплоснабжения (актуализированной схемы теплоснабжения) органы местного самоуправления, органы исполнительной власти городов федерального значения обязаны разместить на официальных сайтах и опубликовать в официальных источниках опубликования не позднее 3 календарных дней со дня размещения схемы теплоснабжения (актуализированной схемы теплоснабжения) на официальном сайте.

В случае если органы местного самоуправления не имеют возможности размещать информацию и материалы, предусмотренные настоящим документом, на официальных сайтах, указанные информация и материалы размещаются на официальном сайте субъекта Российской Федерации, в границах которого находится соответствующее муниципальное образование. Указанные информация и материалы, касающиеся поселений, входящих в муниципальный район, размещаются на официальном сайте этого муниципального района.

Статус единой теплоснабжающей организации (организаций) присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации при утверждении схемы теплоснабжения на основании критериев и в порядке,

которые установлены Правилами организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. N 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации".

Схема теплоснабжения подлежит ежегодной актуализации в отношении разделов и сведений, указанных в требованиях к схемам теплоснабжения.

Уведомление о начале разработки проекта актуализированной схемы теплоснабжения размещается не позднее 15 января года, предшествующего году, на который актуализируется схема теплоснабжения, за исключением случая разработки проекта актуализированной схемы теплоснабжения в переходный период в ценовых зонах теплоснабжения.

Не позднее 1 июля года, предшествующего году, на который актуализируется схема теплоснабжения, за исключением случая актуализации схемы теплоснабжения в переходный период в ценовых зонах теплоснабжения, в установленном порядке:

а) глава местной администрации городского поселения, глава местной администрации городского округа с численностью населения, составляющей менее 500 тыс. человек, глава местной администрации муниципального района (в отношении сельских поселений, расположенных на территории соответствующего муниципального района, если иное не установлено законом субъекта Российской Федерации) утверждает актуализированную схему теплоснабжения;

б) глава местной администрации городского поселения, глава местной администрации городского округа с численностью населения, составляющей 500 тыс. человек и более, руководитель органа исполнительной власти города федерального значения направляет для утверждения в уполномоченный федеральный орган проект актуализированной схемы теплоснабжения на

бумажном носителе и в электронной форме, а также итоговый документ (протокол) публичных слушаний по указанному проекту.

Уведомление о начале разработки проекта схемы теплоснабжения в случаях, предусмотренных пунктом 12 Постановления, утверждение или направление проекта схемы теплоснабжения, разработанного в указанных случаях, в уполномоченный федеральный орган для утверждения осуществляется в сроки, установленные пунктами 37 и 38 настоящего документа.

Направление информации и документов, предусмотренных настоящим документом, осуществляется любым способом, позволяющим установить дату их получения.

### **5.9.3. Требования к форматам проектов схем теплоснабжения, направляемых в электронной форме в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти**

Приказ Минэнерго России и Минстроя России от 16 октября 2017 г. N 1430/пр/969 регламентирует формат представления схем теплоснабжения, направляемых в федеральный орган власти.

Проект схемы теплоснабжения, проект актуализированной схемы теплоснабжения, протоколы публичных слушаний и заключение о результатах проведения публичных слушаний по соответствующему проекту, который направляется главой местной администрации поселения, главой местной администрации городского округа, руководителем органа исполнительной власти городов федерального значения в электронной форме на утверждение в Минэнерго России (далее - проект схемы теплоснабжения в электронной форме), должен быть подписан усиленной квалифицированной электронной подписью указанных должностных лиц.

Проект схемы теплоснабжения в электронной форме должен быть направлен в Минэнерго России в виде файлов электронных таблиц `xlsx`. Расширение имени файла электронного документа проекта схемы теплоснабжения в электронной форме должно быть `"xlsx"`, которое может указываться как строчными, так и прописными буквами. Имя файла электронного документа проекта схемы теплоснабжения в электронной форме должно иметь вид `GMM_I_RR_V`, где:

**G** - указание на год, в котором в соответствии настоящими требованиями предоставляется проект схемы теплоснабжения в электронной форме.

Указание на год обозначается буквой латинского алфавита, начиная с буквы `"A"`, которая соответствует 2016 году, и заканчивая буквой `"Z"`, которая соответствует 2041 году;

**MM** - месяц, в котором в соответствии настоящими требованиями предоставляется проект схемы теплоснабжения в электронной форме;

**I** - тринадцатизначный основной государственный регистрационный номер (ОГРН) местной администрации поселения, местной администрации городского округа, органа исполнительной власти городов федерального значения;

**RR** - двухзначный код территории субъекта Российской Федерации в соответствии с Общероссийским классификатором территорий муниципальных образований (ОКТМО), для которого разработан проект схемы теплоснабжения в электронной форме;

**V** - номер, обеспечивающий уникальность имени файла электронного документа (длиной от 1 до 6 знаков), принимающий целочисленные положительные значения.

В файле указываются основные характеристики сети теплоснабжения:

## Спрос на тепловую энергию и тепловую мощность в поселении, городском округе

N	Наименование показателя	Обозначение	Единицы	Значения для соответствующих периодов
п/п		показателя	измерения	
1.	Численность населения		тыс.чел.	
2.	Градусо-сутки отопительного периода (далее - ГСОП)	$HDD_{факт}$	град.С x сут	
3.	Площадь территории		км	
4.	Общая площадь жилых зданий, в т.ч.:		тыс.м	
4.1	Многоквартирных домов		тыс.м	
5.	Общая площадь общественно-делового фонда (далее - ОДФ)		тыс.м	
6.	Всего общая площадь		тыс.м	
7.	Общая площадь производственных и промышленно-складских зданий	$S_{пром}$	тыс.м	
8.	Количество зданий	$Z$	ед.	
9.	Плотность населения		чел/км	
10.	Обеспеченность населения жилой площадью		м /чел	
11.	Плотность застройки	$r$	м /м	
12.	Спрос на тепловую мощность всего, в т.ч.:		Гкал/ч	
12.1	в жилищном фонде, в т.ч.:		Гкал/ч	
12.1.1	Отопление и вентиляция (далее - О+В)	$Q_{о.жф}^p$	Гкал/ч	
12.1.2	Горячее водоснабжение (далее - ГВС)	$Q_{гвс.жф}^p$	Гкал/ч	
12.2	в ОДФ, т.ч.:		Гкал/ч	
12.2.1	О+В	$Q_{о.одф}^p$	Гкал/ч	

12.2.2	ГВС	$Q_{гвс.одф}^p$	Гкал/ч	
12.3.	в производственных и промышленно-складских зданиях	$Q_{пром}^p$	Гкал/ч	
13.	Спрос на тепловую энергию (теплоноситель), всего, в т.ч.:		тыс.Гкал	
13.1	в жилищном фонде		тыс.Гкал	
13.1.1.	О+В	$Q_{о.жф}$	тыс.Гкал	
13.1.2	ГВС	$Q_{гвс.жф}$	тыс.Гкал	
13.2	в ОДФ		тыс.Гкал	
13.2.1	О+В	$Q_{о.одф}$	тыс.Гкал	
13.2.2	ГВС	$Q_{гвс.одф}$	тыс.Гкал	
13.3.	в производственных и промышленно-складских зданиях	$Q_{пром}$	тыс.Гкал	
14.	Удельное потребление тепловой энергии на отопление в жилищном фонде	$q_{о.жф}$	Гкал/м /год	
14.1	Удельное приведенное потребление тепловой энергии	$q_{о.жф}^{прив}$	Гкал/м / ГСОП	
15.	Удельное потребление тепловой энергии на отопление в ОДФ	$q_{о.одф}$	Гкал/м /год	
15.1	Удельное приведенное потребление тепловой энергии	$q_{о.одф}^{прив}$	Гкал/м / ГСОП	
16.	Средняя плотность спроса на тепловую мощность		Гкал/ч/км	
17.	Средняя плотность спроса на тепловую энергию		Гкал/км	
18.	Средний спрос на тепловую мощность на человека, в т.ч.:		Гкал/ч/чел	
18.1	в жилищном фонде, в т.ч.:		Гкал/ч/чел	
18.1.1	на отопление	$\mu_{о.жф}^p$	Гкал/ч/чел	

19.	Средний спрос на тепловую энергию на человека, в т.ч.:		Гкал/чел	
19.1	в жилищном фонде		Гкал/чел	
19.1.1	на отопление	<i>№ о.жф</i>	Гкал/чел	

Аналогично заполняются таблицы по установленной тепловой мощности в поселении, характеристики передачи тепловой мощности от источника тепловой энергии к потребителям в поселении, показатели инвестиции, спрос на тепловую энергию и т.д.