

Д. М. Чудинов, Н. А. Петрикеева, Н. М. Попова

Традиционные и альтернативные системы теплоснабжения

Учебно-методическое пособие



Воронеж 2023

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Воронежский государственный технический университет»

Д. М. Чудинов, Н. А. Петрикеева, Н. М. Попова

Традиционные и альтернативные системы теплоснабжения

Учебно-методическое пособие

Воронеж 2023

УДК 697.34(075.8)

ББК 31.38

Ч-83

Рецензенты:

*кафедра информационных технологий управления Воронежского государственного университета (ст. преп. Е. А. Копытина);
А. А. Копейкин, директор ООО «Липецкий инженерно-технический центр»*

Чудинов, Д. М.

Традиционные и альтернативные системы теплоснабжения:

Ч-83 учебно-методическое пособие [Электронный ресурс]. — Электрон. текстовые и граф. данные (3,0 Мб) / Д. М. Чудинов, Н. А. Петрикеева, Н. М. Попова. — Воронеж: ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический университет», 2023. — 1 электрон. опт. диск (DVD-ROM): цв. — Систем. требования: ПК 500 и выше; 256 Мб ОЗУ; Windows XP; SVGA с разрешением 1024x768; Adobe Acrobat ; CD-ROM дисковод; мышь. — Загл. с экрана.

ISBN 978-5-7731-1102-3

Изложены методические рекомендации по проектированию традиционных (тепловые сети, горячее водоснабжение) и альтернативных (гелиоустановки) систем теплоснабжения с экономическим обоснованием, основные понятия из теории автоматизации систем теплоснабжения.

Предназначено для студентов направлений 08.03.01 «Строительство» и 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника», а также направлений магистерской подготовки 08.04.01 «Строительство» и 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» всех форм обучения.

Ил. 38. Табл. 14. Библиогр.: 24 назв.

УДК 697.34(075.8)

ББК 31.38

*Издается по решению редакционно-издательского совета
Воронежского государственного технического университета*

ISBN 978-5-7731-1102-3

© Чудинов Д. М., Петрикеева Н. А.,
Попова Н. М., 2023,

© ФГБОУ ВО «Воронежский
государственный технический
университет», 2023

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее учебно-методическое пособие служит для усвоения основ проектирования традиционных (тепловые сети, горячее водоснабжение) и альтернативных (гелиоустановки) систем теплоснабжения с экономическим обоснованием. Может быть использовано при проведении практических занятий и выполнении курсовых проектов (работ) студентами направлений 08.03.01 «Строительство» и 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника», а также направлений магистерской подготовки 08.04.01 «Строительство» и 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» всех форм обучения.

Пособие состоит из пяти частей: проектирование тепловых сетей, проектирование систем горячего водоснабжения, проектирование систем солнечного теплоснабжения (гелиоустановки), экономическое обоснование систем теплоснабжения, регулирование и контроль систем теплоснабжения.

В первом разделе учебно-методического пособия изложены теоретические основы расчета и конструирования тепловых сетей.

Во втором разделе — теоретические основы расчета и конструирования систем горячего водоснабжения.

В третьем разделе — расчет энергетических установок, функционирующих на базе нетрадиционных возобновляемых источников энергии (в частности, гелиоустановок), который может быть использован при разработке разделов энергетической эффективности зданий и сооружений. Рассмотрены вопросы определения конструктивных параметров гелиоустановок и доли тепловой нагрузки, обеспечиваемой за счет использования солнечной энергии (коэффициент замещения).

В четвертом разделе — теоретические основы экономического обоснования альтернативных систем теплоснабжения.

В пятом разделе излагаются основные понятия из теории автоматизации систем теплоснабжения, правила выполнения структурных, функциональных схем для вспомогательных и основных технологических процессов.

1. РАЗРАБОТКА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ (ТЕПЛОВОЙ СЕТИ) СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Выбор варианта и состав работы

Задание обучающимся определяется по двум последним цифрам зачетной книжки или выдается преподавателем; объем назначается видом работы (контрольная работа, курсовой проект (работа) и др.).

Текстовая часть (при выполнении курсового проекта (работы)) должна иметь задание, оглавление, введение, основной раздел (определение максимальных, средних и годовых расходов теплоты; техническое решение узла ввода; построение отопительного графика; определение расчетного расхода теплоносителя и потерь напора в тепловой сети; построение пьезометрического графика; расчет толщины тепловой изоляции, опор и компенсаторов), заключение и библиографический список.

Графическая часть (при выполнении курсового проекта (работы)): генеральный план и схема тепловой сети; продольный профиль тепловой сети, опоры и компенсаторы.

Климатологические данные принимаются по СП 131.13330.2020 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология».

Таблица 1.1

Задание для расчета

№ варианта	№ генплана*	Климатический район	Число жителей, т	Система теплоснабжения/ расчетная температура сетевой воды, τ_1/τ_2 , °С	Детальная разработка
1	2	3	4	5	6
1	1	Москва	80000	Открытая/ 150/70	Узел теплофикационный М 1:20; подвижная скользящая опора М 1:10
2	2	Волгоград	100000	Закрытая/ 140/70	Узел теплофикационный М 1:20; неподвижная лобовая опора М 1:10
3	3	Иваново	90000	Открытая/ 130/70	Узел теплофикационный М 1:20; П-образный компенсатор М 1:10
4	4	Краснодар	70000	Закрытая/ 120/70	Узел теплофикационный М 1:20; сальниковый компенсатор М 1:10
5	5	Курск	65000	Открытая/ 110/70	Узел теплофикационный М 1:20; поперечное сечение прокладки трубопроводов (М 1:10-1:20)

Окончание табл.1.1

6	1	Новороссийск	45000	Закрытая/ 145/70	Узел теплофикационный М 1:20; подвижная сколь- зящая опора М 1:10
7	2	Пенза	95000	Открытая/ 135/70	Узел теплофикационный М 1:20; неподвижная лобовая опора М 1:10
8	3	Ростов-на- Дону	55000	Закрытая/ 125/70	Узел теплофикационный М 1:20; П-образный компенсатор М 1:10
9	4	Воронеж	105000	Открытая/ 115/70	Узел теплофикационный М 1:20; сальниковый компенсатор М 1:10
10	5	Рязань	85000	Закрытая/ 105/70	Узел теплофикационный М 1:20; поперечное се- чение прокладки трубо- проводов (М 1:10-1:20)
11	1	Саратов	40000	Открытая/ 150/70	Узел теплофикационный М 1:20; подвижная сколь- зящая опора М 1:10
12	2	Тула	35000	Закрытая/ 140/70	Узел теплофикационный М 1:20; неподвижная лобовая опора М 1:10
13	3	Липецк	50000	Открытая/ 130/70	Узел теплофикационный М 1:20; П-образный компенсатор М 1:10
14	4	Хабаровск	75000	Закрытая/ 120/70	Узел теплофикационный М 1:20; сальниковый компенсатор М 1:10
15	5	Томск	30000	Открытая/ 110/70	Узел теплофикационный М 1:20; поперечное се- чение прокладки трубо- проводов (М 1:10-1:20)
16	1	Белгород	43000	Закрытая/ 145/70	Узел теплофикационный М 1:20; подвижная сколь- зящая опора М 1:10
17	2	Орел	83000	Открытая/ 135/70	Узел теплофикационный М 1:20; неподвижная лобовая опора М 1:10
18	3	Самара	37000	Закрытая/ 125/70	Узел теплофикационный М 1:20; П-образный компенсатор М 1:10
19	4	Санкт- Петербург	88000	Открытая/ 115/70	Узел теплофикационный М 1:20; сальниковый компенсатор М 1:10
20	5	Пермь	53000	Закрытая/ 105/70	Узел теплофикационный М 1:20; поперечное се- чение прокладки трубо- проводов М 1:10-1:20

Примечание: генеральный план выдается преподавателем; для увеличения числа вариантов рассматривается как закрытая, так и открытая система теплоснабжения.

1.1. Расчет тепловых нагрузок

При проектировании систем теплоснабжения тепловые нагрузки следует принимать из проектов отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. Однако проектную документацию использовать удается не всегда. В этом случае расходы теплоты допускается определять по укрупненным показателям [3].

1.1.1. Определение расчетной тепловой мощности

Расчётная мощность систем отопления жилых и общественных зданий определяется по формуле [3]:

$$Q_o = q_o \cdot A \cdot (1 + k_1), \text{ Вт}, \quad (1.1)$$

где q_o — укрупненный показатель максимального теплового потока на отопление жилых зданий на 1 м^2 общей площади, принимаемый по табл. В.1 прил. В [3], Вт;

A — общая площадь жилых зданий, м^2 (принимается по заданию);

k_1 — коэффициент, учитывающий тепловой поток на отопление общественных зданий (при отсутствии данных следует принимать равным 0,25).

Расчётная мощность систем отопления жилых и общественных зданий может быть определена также по формуле [5]:

$$Q_o = a q_o V_n (t_v - t_{po}) k_{nm}, \text{ Вт}, \quad (1.2)$$

где a — поправочный коэффициент, учитывающий район строительства здания, принимаемый по табл. 2 прил. 1 [5];

q_o — удельная отопительная характеристика здания при $t_o = -30 \text{ }^\circ\text{C}$, $\text{Вт}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$, принимаемая по табл. 3-6 прил. 1 [5];

V_n — объем здания по наружному обмеру выше отметки 0,000 (надземная часть), м^3 ;

t_v — средняя расчетная температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, $^\circ\text{C}$ (принимается $18 \text{ }^\circ\text{C}$);

t_{po} — расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, $^\circ\text{C}$ (принимается по [1]);

k_{nm} — повышающий коэффициент для учета потерь теплоты теплопроводами, проложенными в неотапливаемых помещениях, принимается равным 1,05.

Расчетная тепловая нагрузка на вентиляцию общественных зданий определяется по формуле [3]:

$$Q_v = k_1 \cdot k_2 \cdot q_o \cdot A, \text{ Вт}, \quad (1.3)$$

где k_2 — коэффициент, учитывающий тепловой поток на вентиляцию общественных зданий (при отсутствии данных следует принимать равным: для общественных зданий, построенных до 1985 г., - 0,4; после 1985 г. - 0,6).

Расчетная тепловая нагрузка на вентиляцию отдельных зданий может быть определена по формуле [5]:

$$Q_v = q_v V_n (t_g - t_{po}), \text{ Вт}, \quad (1.4)$$

где q_v — удельная вентиляционная характеристика здания, Вт/(м³ · °С), принимается по расчету; при отсутствии данных по табл. 6 прил. 1 [5].

Средняя за отопительный период тепловая нагрузка на горячее водоснабжение определяется по формуле [9]:

$$Q_{zv} = Q_{zv}^{жс} + Q_{zv}^o = \frac{1,2 \cdot c \cdot m \cdot (a + v) \cdot (t_{zv} - t_{xz})}{24 \cdot 3,6}, \text{ Вт}, \quad (1.5)$$

где 1,2 — теплотери трубопроводами системы горячего водоснабжения;

c — удельная массовая теплоемкость воды, кДж/(кг·°С);

m — количество потребителей;

a и v — норма расхода воды на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий, л/чел·сут (прил. Г [3]);

$t_{гв}$ и $t_{хз}$ — температуры горячей и холодной водопроводной воды (соответственно 65 °С и 5 °С);

Максимальную тепловую нагрузку на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий определяют по формуле [9]:

$$Q_{zv,max} = 2,4 \cdot Q_{zv}, \text{ Вт}. \quad (1.6)$$

1.1.2. Определение средних тепловых потоков

Средняя тепловая нагрузка за отопительный период для отопления [9]

$$Q_{o,cp} = Q_o \cdot \left(\frac{t_g - t_{cp,o}}{t_g - t_{po}} \right), \text{ Вт}, \quad (1.7)$$

где Q_o — максимальный тепловой поток на отопление, Вт;

t_g — средняя температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, °С;

$t_{cp,o}$ — средняя температура наружного воздуха за период со среднесуточной температурой воздуха 8° С и менее (отопительный период), °С (принимается по [1]);

t_{po} — расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °С.

Средняя тепловая нагрузка за отопительный период для вентиляции [9]:

$$Q_{в.ср} = Q_в \cdot \left(\frac{t_в - t_{ср.о}}{t_в - t_{рв}} \right), \text{ Вт}, \quad (1.8)$$

где $Q_в$ — максимальный тепловой поток на вентиляцию общественных зданий, Вт;
 $t_в$ — средняя температура внутреннего воздуха в общественных отапливаемых зданиях, °С;

$t_{рв}$ — расчетная температура наружного воздуха для проектирования вентиляции, °С, принимается по [1];

Средний тепловой поток на горячее водоснабжение в отопительный период принимается по формуле 1.5.

Средний тепловой поток на горячее водоснабжение в летний (неотопительный) период определяется по формуле [9]

$$Q_{гв}^л = Q_{гв} \cdot \left(\frac{65 - t_{хз}^л}{65 - t_{хз}} \right) \cdot \beta, \text{ Вт}, \quad (1.9)$$

где $Q_{гв}$ — средний тепловой поток на горячее водоснабжение в отопительный период, Вт;

$t_{хз}^л$ — температура холодной (водопроводной) воды в неотопительный (летний) период (при отсутствии данных принимается равной 15° С);

β — коэффициент, учитывающий изменение среднего расхода воды на ГВ в неотопительный период по отношению к отопительному периоду, принимается для жилищно-коммунального сектора равным 0,8 (для курортных, южных городов $\beta=1,5$).

1.1.3. Годовые расходы теплоты

Отопление:

$$Q_o^{год} = 24 \cdot n_o \cdot Q_{о.ср}, \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (1.10)$$

где n_o — продолжительность отопительного периода в сутках (принимается по [1]);

$Q_{о.ср}$ — средняя тепловая нагрузка за отопительный период для отопления, Вт.

Вентиляция:

$$Q_в^{год} = z \cdot n_o \cdot Q_{в.ср}, \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (1.11)$$

где z — усредненное за отопительный период число часов работы системы вентиляции общественных зданий в течение суток (при отсутствии данных должно приниматься равным 16 ч);

$Q_{в.ср}$ — средняя тепловая нагрузка за отопительный период для вентиляции, Вт.

Горячее водоснабжение:

$$Q_{гв}^{год} = 24 \cdot n_o \cdot Q_{гв} + 24 \cdot (350 - n_o) \cdot Q_{гв}^л, \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (1.12)$$

где $Q_{гв}$ — средняя за отопительный период тепловая нагрузка на горячее водоснабжение, Вт;

$Q_{гв}^л$ — средняя за летний период тепловая нагрузка на горячее водоснабжение, Вт;

350 — число суток в году работы системы горячего водоснабжения.

Суммарный годовой расход теплоты:

$$Q^{год} = Q_o^{год} + Q_{гв}^{год} + Q_{гв}^{год}, \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (1.13)$$

1.2. Построение графиков теплового потребления

На рис. 1.1 иллюстрируется графический метод построения графика продолжительности тепловой нагрузки. В левой части строится вспомогательный график, отражающий линейную зависимость расхода теплоты от температуры наружного воздуха. Точки графика расхода теплоты по продолжительности определяются в соответствии с рис. 1.1 (правая часть).

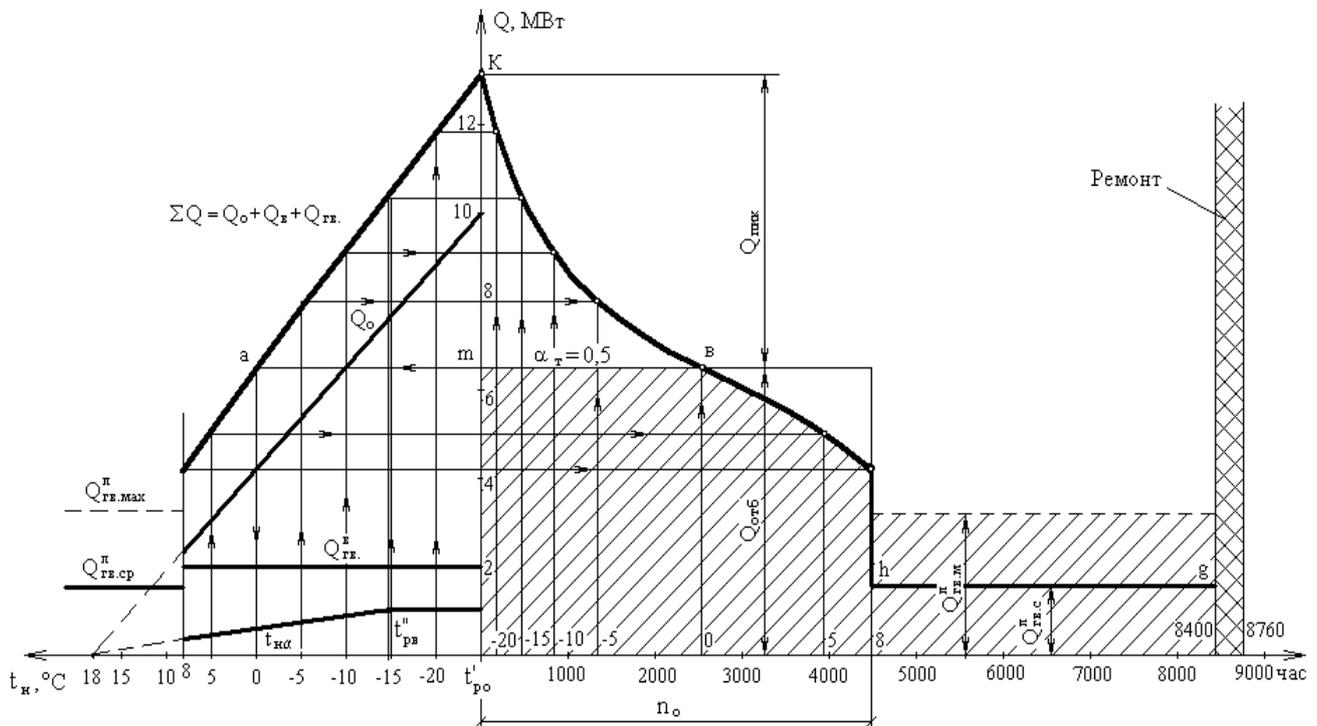


Рис. 1.1. Годовой график по продолжительности тепловой нагрузки

1.3. Узлы присоединения потребителей теплоты к тепловым сетям

Система теплоснабжения состоит из следующих основных элементов: источника теплоты, тепловой сети, абонентской установки.

Системы теплоснабжения классифицируют по следующим признакам: источнику приготовления теплоты; роду теплоносителя; способу подачи воды на горячее водоснабжение; количеству трубопроводов тепловых сетей; способу обеспечения потребителей тепловой энергией и др.

В данном учебно-методическом пособии в соответствии с перечисленными выше признаками рассматриваются централизованные, водяные, двухтрубные, закрытые и открытые системы теплоснабжения.

Узлы присоединения потребителей теплоты к тепловым сетям называют абонентскими вводами.

1.3.1. Закрытая система теплоснабжения

В закрытых системах теплоснабжения горячее водоснабжение гидравлически изолировано от внешних тепловых сетей.

Существует четыре схемы присоединения системы горячего водоснабжения к тепловой сети: одноступенчатое предвключённое и параллельное (рис. 1.2 а)) присоединение подогревателя; двухступенчатое последовательное и смешанное (рис. 1.2 б)) присоединение подогревателя.

Схема присоединения системы горячего водоснабжения выбирается по [3, 9]. Контроль температуры и расхода теплоносителя осуществляется соответственно регулятором температуры (РТ) и расхода (РР).

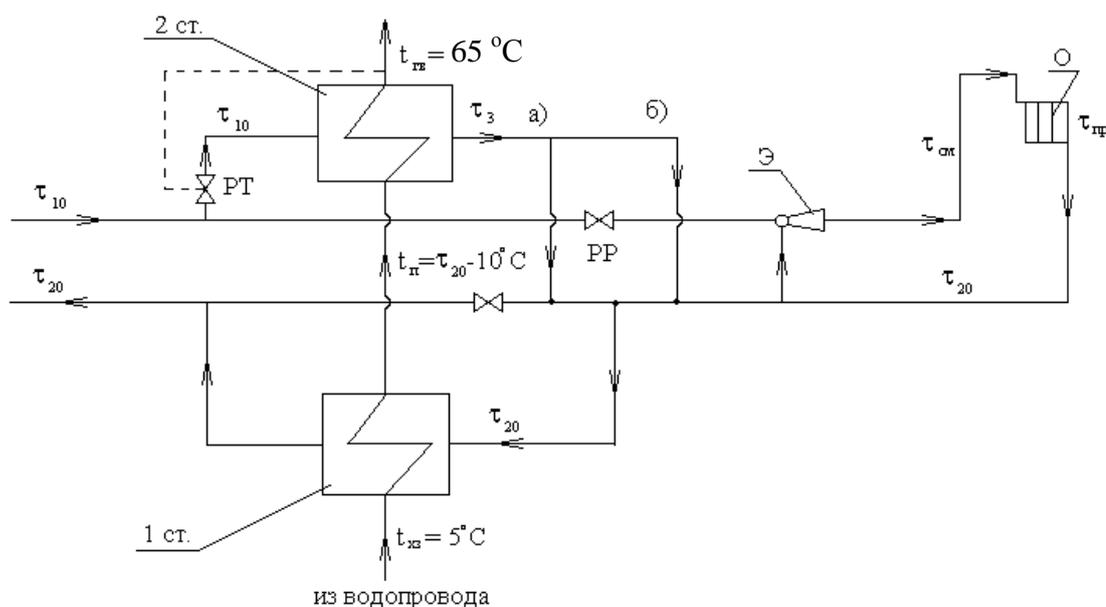


Рис. 1.2. Схемы присоединения горячего водоснабжения и отопления (Э – элеватор, О – отопительный прибор) в закрытых двухтрубных водяных системах

1.3.2. Открытая система теплоснабжения

В открытых системах теплоснабжения горячее водоснабжение присоединяется непосредственно (рис. 1.3). В водоразборные приборы вода подается из подающего ($G_n; \beta_n$) и обратного ($G_o; \beta_o$) трубопроводов тепловой сети через смеситель (С).

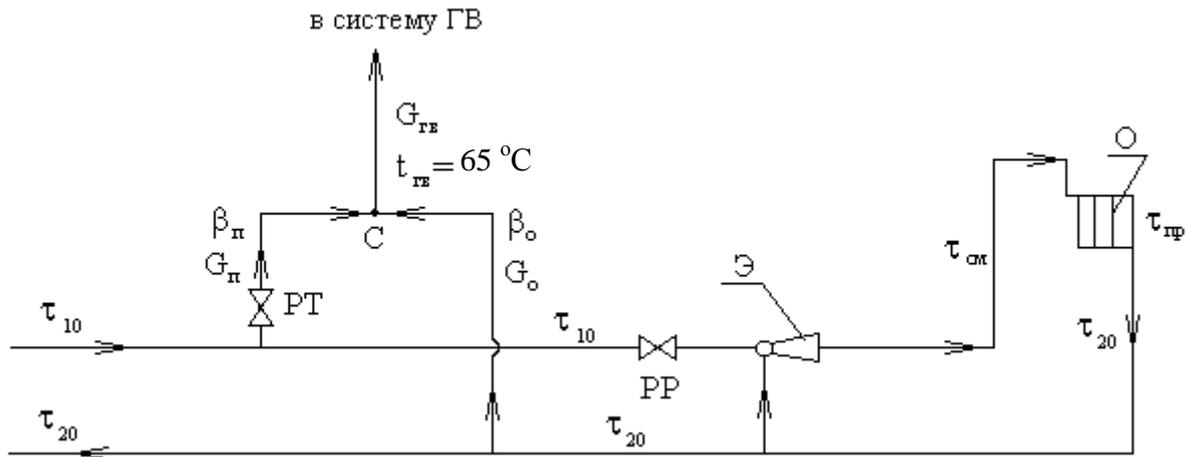


Рис. 1.3. Схемы присоединения горячего водоснабжения и отопления (Э – элеватор, О – отопительный прибор) в открытых двухтрубных водяных системах

1.4. Регулирование тепловой нагрузки

Регулирование тепловой нагрузки – искусственное изменение параметров и расхода теплоносителя в соответствии с фактической потребностью абонентов. Регулирование повышает качество теплоснабжения, сокращает перерасход тепловой энергии и топлива.

Регулирование тепловой нагрузки возможно несколькими методами: изменением температуры теплоносителя – *качественный метод*; изменением расхода теплоносителя – *количественный метод*; совместным изменением температуры и расхода теплоносителя – *качественно-количественный метод*.

Качественный метод является наиболее распространенным видом центрального регулирования водяных тепловых сетей. Центральное качественное регулирование отпуска теплоты ограничивается наименьшими температурами воды в подающем трубопроводе, необходимыми для подогрева воды, поступающей в системы ГВ потребителей (точки излома температурного графика): для закрытых систем теплоснабжения – не менее 75°C , для открытых систем теплоснабжения – не менее 65°C .

Построение нормального отопительного температурного графика

Центральное качественное регулирование по отопительной нагрузке принимается в системах при тепловой нагрузке жилищно-коммунального

сектора менее 65 % от суммарной тепловой нагрузки и доле средней нагрузки горячего водоснабжения менее 15 % от расчетной нагрузки отопления.

Температуры воды в подающем трубопроводе τ_{10} , после отопительной установки τ_{20} , после смесительного устройства $\tau_{см}$ определяются по формулам [6]:

$$\tau_{10} = t_g + (\tau'_{np} - t_g) \cdot \bar{Q}_o^{0,8} + (\tau'_{10} - \tau'_{np}) \cdot \bar{Q}_o, \quad (1.14)$$

$$\tau_{20} = \tau_{10} - (\tau'_1 - \tau'_{20}) \cdot \bar{Q}_o, \quad (1.15)$$

$$\tau_{см} = \tau_{10} - (\tau'_1 - \tau'_{см}) \cdot \bar{Q}_o, \quad (1.16)$$

где τ'_{np} , °С — средняя температура воды в отопительных приборах;

$\bar{Q}_o = \frac{Q_o}{Q'_o}$ — относительная тепловая нагрузка отопления;

Q_o — расход теплоты на отопление при любой (текущей) температуре наружного воздуха t_n , Вт;

Q'_o — максимальный (расчетный) расход теплоты на отопление.

При $\tau_1/\tau_2=150^\circ\text{C} / 70^\circ\text{C}$ уравнения (1.14 – 1.16) принимают вид:

$$\tau_{10} = 18 + 64,5 \cdot \left(\frac{18 - t_n}{18 - t_{po}} \right)^{0,8} + 67,5 \cdot \left(\frac{18 - t_n}{18 - t_{po}} \right), \quad (1.17)$$

$$\tau_{20} = \tau_{10} - 80 \cdot \left(\frac{18 - t_n}{18 - t_{po}} \right), \quad (1.18)$$

$$\tau_{см} = \tau_{10} - 55 \cdot \left(\frac{18 - t_n}{18 - t_{po}} \right). \quad (1.19)$$

В этом случае результаты сводятся в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Температуры воды в подающем трубопроводе τ_{10} , после отопительной установки τ_{20} , после смесительного устройства $\tau_{см}$

$t_n, ^\circ\text{C}$	$t_b, ^\circ\text{C}$	$\frac{18 - t_n}{18 - t_{po}}$	$\left(\frac{18 - t_n}{18 - t_{po}} \right)^{0,8}$	$64,5 \cdot \left(\frac{18 - t_n}{18 - t_{po}} \right)^{0,8}$	$67,5 \cdot \left(\frac{18 - t_n}{18 - t_{po}} \right)$	$\tau_{10}, ^\circ\text{C}$	$80 \cdot \left(\frac{18 - t_n}{18 - t_{po}} \right)$	$\tau_{20}, ^\circ\text{C}$	$55 \cdot \left(\frac{18 - t_n}{18 - t_{po}} \right)$	$\tau_{см}, ^\circ\text{C}$

Далее по полученным данным строятся температурные графики (рис. 1.4 – закрытая система теплоснабжения и рис. 1.5 – открытая система теплоснабжения).

Точка излома температурного графика находится графически при пересечении кривой $\tau_{10} = f(t_n)$ с горизонтальной линией, соответствующей $\tau_{10} = 75^\circ\text{C}$ для закрытых и $\tau_{10} = 65^\circ\text{C}$ для открытых систем теплоснабжения.

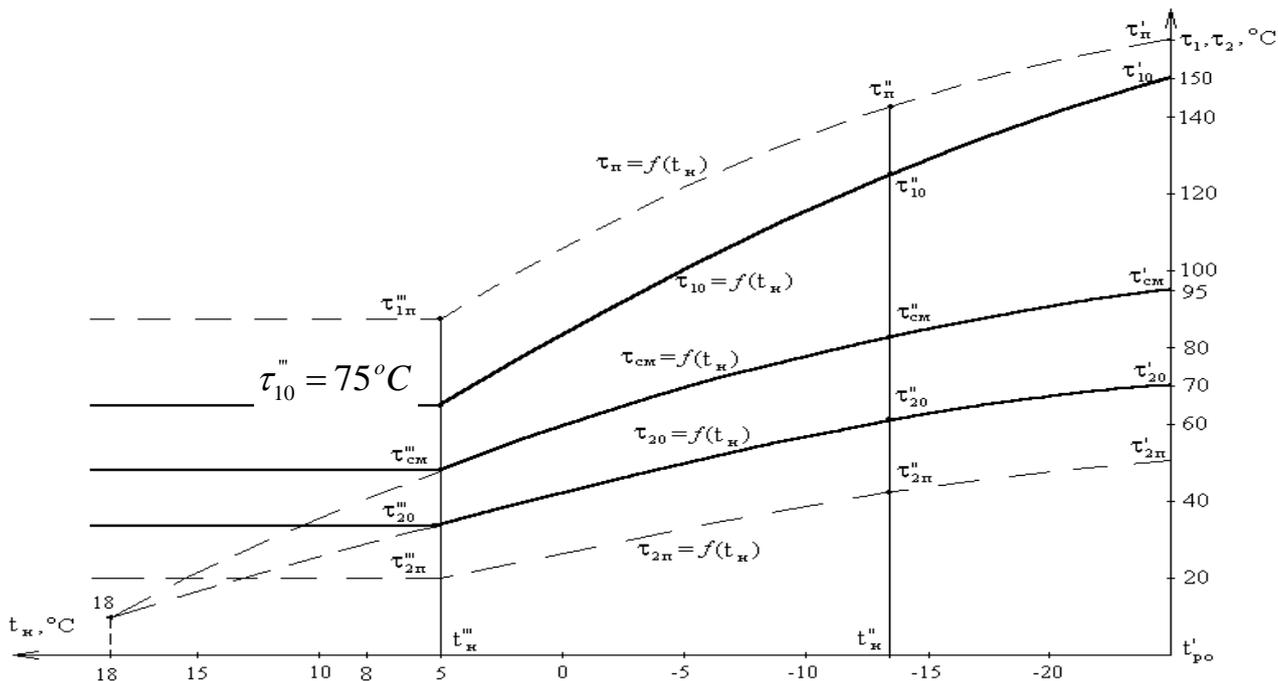


Рис. 1.4. Отопительный (τ_{10}) и повышенный (τ_{1n}) температурные графики отпуска тепла потребителям

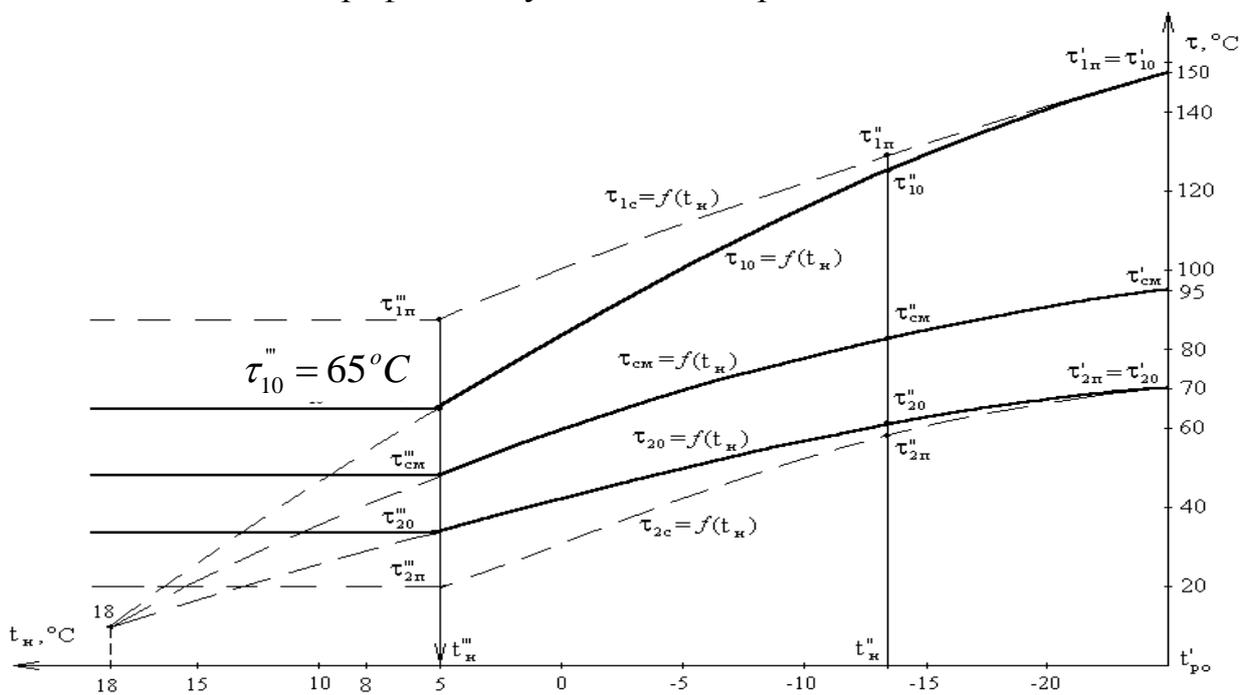


Рис. 1.5. Отопительный (τ_{10}) и скорректированный (τ_{1c}) температурные графики отпуска тепла потребителям

Построение повышенного и скорректированного температурных графиков рассматривается в [6].

1.5. Расход сетевой воды в трубопроводах системы теплоснабжения

Расход сетевой воды на отопление

Зимний (отопительный) период года.

Расход сетевой воды на отопление при температурах $t'_н$ (расчетная температура наружного воздуха для проектирования системы отопления), $t''_н$ (температура наружного воздуха в точке излома температурного воздуха) и $t^8_н$ (температура наружного воздуха соответствующая 8 °С) определяется по формуле [5]:

$$G_o = \frac{3,6 \cdot Q_o \cdot 10^3}{c \cdot (\tau_1 - \tau_2)}, \text{ т/ч,} \quad (1.20)$$

где Q_o — тепловой поток на отопление при соответствующей температуре наружного воздуха $t'_н, t''_н, t^8_н$, МВт;

c — удельная массовая теплоемкость воды, кДж/(кг·°С);

τ_1 и τ_2 — температура сетевой воды в подающей и обратной магистрали при соответствующей температуре наружного воздуха $t'_н, t''_н, t^8_н$, °С.

От температуры наружного воздуха $t'_н$ до $t''_н$ осуществляется качественное регулирование отпуска теплоты. От $t''_н$ до +8 °С осуществляется количественное регулирование подачи теплоты потребителю.

Летний (неотопительный) период года.

Нагрузка на отопление является сезонной, поэтому в неотопительный период расход сетевой воды на отопление равен нулю.

Расход сетевой воды на вентиляцию

Расход сетевой воды на вентиляцию при температурах $t'_н$ (расчетная температура наружного воздуха для проектирования системы отопления), $t''_н$ (расчетная температура наружного воздуха для проектирования системы вентиляции), $t'''_н$ (температура наружного воздуха в точке излома температурного воздуха) и $t^8_н$ (температура наружного воздуха соответствующая 8 °С) определяется по формуле [5]:

$$G_v = \frac{3,6 \cdot Q_v \cdot 10^3}{c \cdot (\tau_1 - \tau_2)}, \text{ т/ч,} \quad (1.21)$$

где Q_v — расход теплоты на вентиляцию при соответствующей температуре наружного воздуха $t'_н, t''_н, t'''_н, t^8_н$, МВт;

c — удельная массовая теплоемкость воды, кДж/(кг·°С);

τ_1 и τ_2 — температура сетевой воды в подающей и обратной магистрали при соответствующей температуре наружного воздуха $t'_н, t''_н, t'''_н, t^8_н$, °С.

От температуры наружного воздуха t'_n до t''_n и от t'''_n до $+8$ °С осуществляется количественное регулирование подачи теплоты потребителю. В диапазоне $t''_n - t'''_n$ применяется качественное регулирование отпуска теплоты.

Летний (неотопительный) период года.

Нагрузка на вентиляцию является сезонной, поэтому в неотопительный период расход сетевой воды на вентиляцию равен нулю.

*Расход сетевой воды на горячее водоснабжение
(закрытая система теплоснабжения)*

Зимний (отопительный) период года.

Расход сетевой воды на горячее водоснабжение при параллельном присоединении подогревателей вычисляется по формуле [5]

$$G_{zg} = \frac{3,6 \cdot Q_{zg} \cdot 10^3}{c \cdot (\tau_1 - \tau_3)}, \text{ т/ч}, \quad (1.22)$$

где Q_{zg} — расход теплоты на горячее водоснабжение при соответствующей температуре наружного воздуха $t'_n, t'''_n, t^{\delta}_n$, МВт;

c — удельная массовая теплоемкость воды, кДж/(кг·°С);

τ_1 и $\tau_3 = 30$ °С [3] — температура сетевой воды в подающем трубопроводе и после теплообменного аппарата системы горячего водоснабжения при соответствующей температуре наружного воздуха $t'_n, t'''_n, t^{\delta}_n$, °С.

Расход сетевой воды остается неизменным при температурах наружного воздуха от t'''_n до $+8$ °С. От температуры наружного воздуха t'_n до t'''_n расход сетевой воды варьируется.

Расход сетевой воды на горячее водоснабжение при смешанном присоединении подогревателей вычисляется по формуле [5]

$$G_{zg} = \frac{3,6 \cdot Q_{zg} \cdot 10^3}{c \cdot (\tau_1 - \tau_2)} \cdot \left(\frac{65 - t_n}{65 - t_{x3}} + 0,2 \right), \text{ т/ч}, \quad (1.23)$$

где Q_{zg} — расход теплоты на горячее водоснабжение при соответствующей температуре наружного воздуха t'_n, t'''_n , МВт;

c — удельная массовая теплоемкость воды, кДж/(кг·°С);

τ_1 и τ_2 — температура сетевой воды в подающей и обратной магистрали при соответствующей температуре наружного воздуха t'_n, t'''_n , °С.

$t_n = \tau_2 - 10$ °С — температура водопроводной воды после первой ступени теплообменного аппарата при соответствующей температуре наружного воздуха t'_n, t'''_n , °С.

t_{x3} — температура холодной водопроводной воды в зимний период (при отсутствии данных можно принимать $t_{x3} = +5$ °С).

При повышенном температурном графике расход воды на горячее водоснабжение не учитывается, т.е. $G_{зв.} = 0$.

Летний (неотопительный) период года.

Расход сетевой воды на горячее водоснабжение в неотопительный период определяется по формулам [5]:

$$G_{зв.}^л = \beta \cdot G_{зв.маx}^л, \quad (1.24)$$

$$G_{зв.маx}^л = \frac{3,6 \cdot Q_{зв.маx}^л \cdot 10^3}{c \cdot (\tau_1''' - \tau_3''')}, \quad (1.25)$$

где $Q_{зв.маx}^л$ — максимальный тепловой поток на горячее водоснабжение в летний период, МВт;

c — удельная массовая теплоемкость воды, кДж/(кг·°C).

В неотопительный период двухступенчатая смешанная схема подключения теплообменных аппаратов переводится на одноступенчатую по причине отсутствия нагрузки на систему отопления.

*Расход сетевой воды на горячее водоснабжение
(открытая система теплоснабжения)*

Зимний (отопительный) период года.

Общий расход (из подающего и обратного трубопровода тепловой сети $G_{зв.} = G_{зв.}^н + G_{зв.}^о$) сетевой воды на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий вычисляется по формуле [5]

$$G_{зв.} = \frac{3,6 \cdot Q_{зв.} \cdot 10^3}{c \cdot (65 - t_{хз})}, \text{ Т/ч}, \quad (1.26)$$

где $Q_{зв.}$ — расход теплоты на горячее водоснабжение при соответствующей температуре наружного воздуха $t'_н, t''_н$, МВт;

c — удельная массовая теплоемкость воды, кДж/(кг·°C);

$t_{хз}$ — температура холодной водопроводной воды в зимний период (при отсутствии данных можно принимать $t_{хз} = +5^\circ\text{C}$).

Количество сетевой воды, поступающей из подающего трубопровода тепловой сети, определяют по формуле

$$\beta_n = \frac{65 - \tau_2}{\tau_1 - \tau_2}, \quad (1.27)$$

где τ_1 и τ_2 — температура сетевой воды в подающей и обратной магистрали при соответствующей температуре наружного воздуха $t'_н, t''_н$, °C.

Количество сетевой воды, поступающей из обратного трубопровода тепловой сети, определяют по формуле

$$\beta_o = 1 - \beta_n. \quad (1.28)$$

Общая доля сетевой воды: $\beta_n + \beta_o = 1$.

В течение отопительного периода доля воды, поступающей из подающего и обратного трубопровода тепловой сети, меняется в зависимости от температуры наружного воздуха. Когда температура сетевой воды в подающем трубопроводе достигает $65\text{ }^\circ\text{C}$ $\beta_n = 1$. При достижении температуры сетевой воды в обратном трубопроводе $65\text{ }^\circ\text{C}$ $\beta_o = 1$.

Расход сетевой воды, поступающей из подающего и обратного трубопровода тепловой сети можно определить по формулам

$$G_{z\theta}^n = \beta_n \cdot G_{z\theta}, \text{ Т/ч}, \quad (1.29)$$

$$G_{z\theta}^o = \beta_o \cdot G_{z\theta}, \text{ Т/ч}. \quad (1.30)$$

Летний (неотопительный) период года.

Расход сетевой воды на горячее водоснабжение в неотопительный период определяется по формулам [5]:

$$G_{z\theta}^l = \beta \cdot G_{z\theta.\text{max}}^l, \quad (1.31)$$

$$G_{z\theta.\text{max}}^l = \frac{3,6 \cdot Q_{z\theta.\text{max}}^l \cdot 10^3}{c \cdot (65 - t_{xl})}, \quad (1.32)$$

где $Q_{z\theta.\text{max}}^l$ — максимальный тепловой поток на горячее водоснабжение в неотопительный период, МВт (можно рассчитать по формуле (1.6));

c — удельная массовая теплоемкость воды, кДж/(кг·°C).

t_{xl} — температура холодной водопроводной воды в неотопительный период (при отсутствии данных можно принимать $t_{xl} = +15\text{ }^\circ\text{C}$).

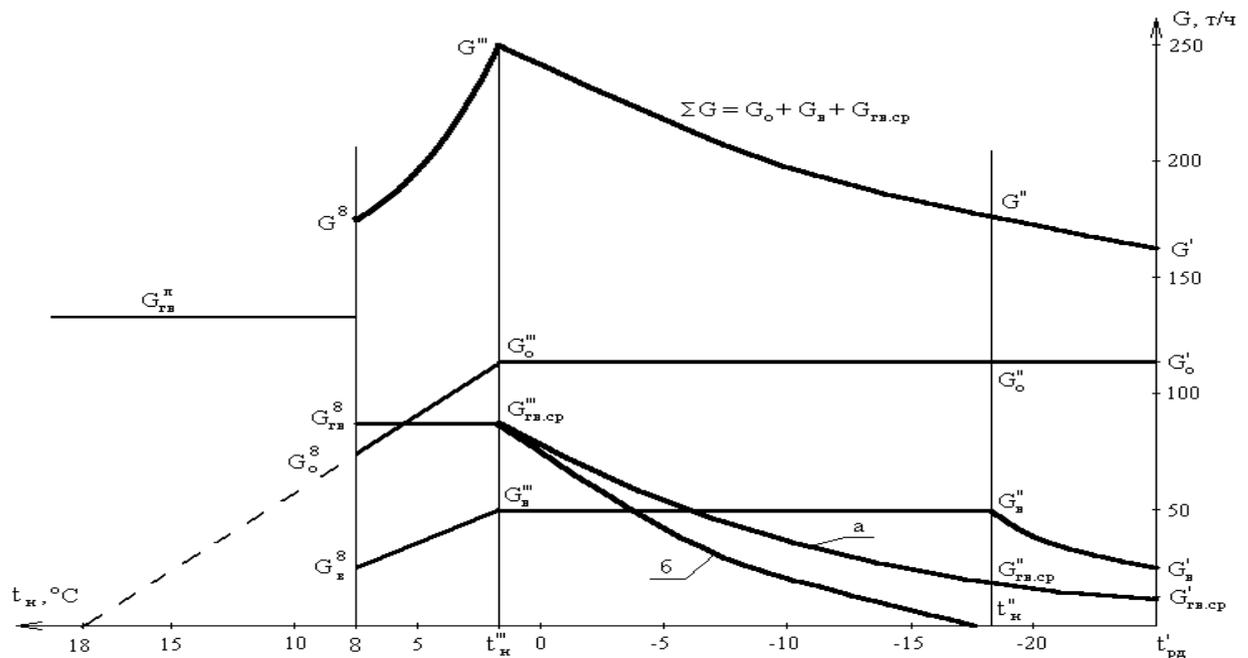


Рис. 1.6. Изменение расхода сетевой воды на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжения в зависимости от температуры наружного воздуха (закрытая система теплоснабжения при подключении теплообменных аппаратов по параллельной одноступенчатой а) и смешанной двухступенчатой б) схеме

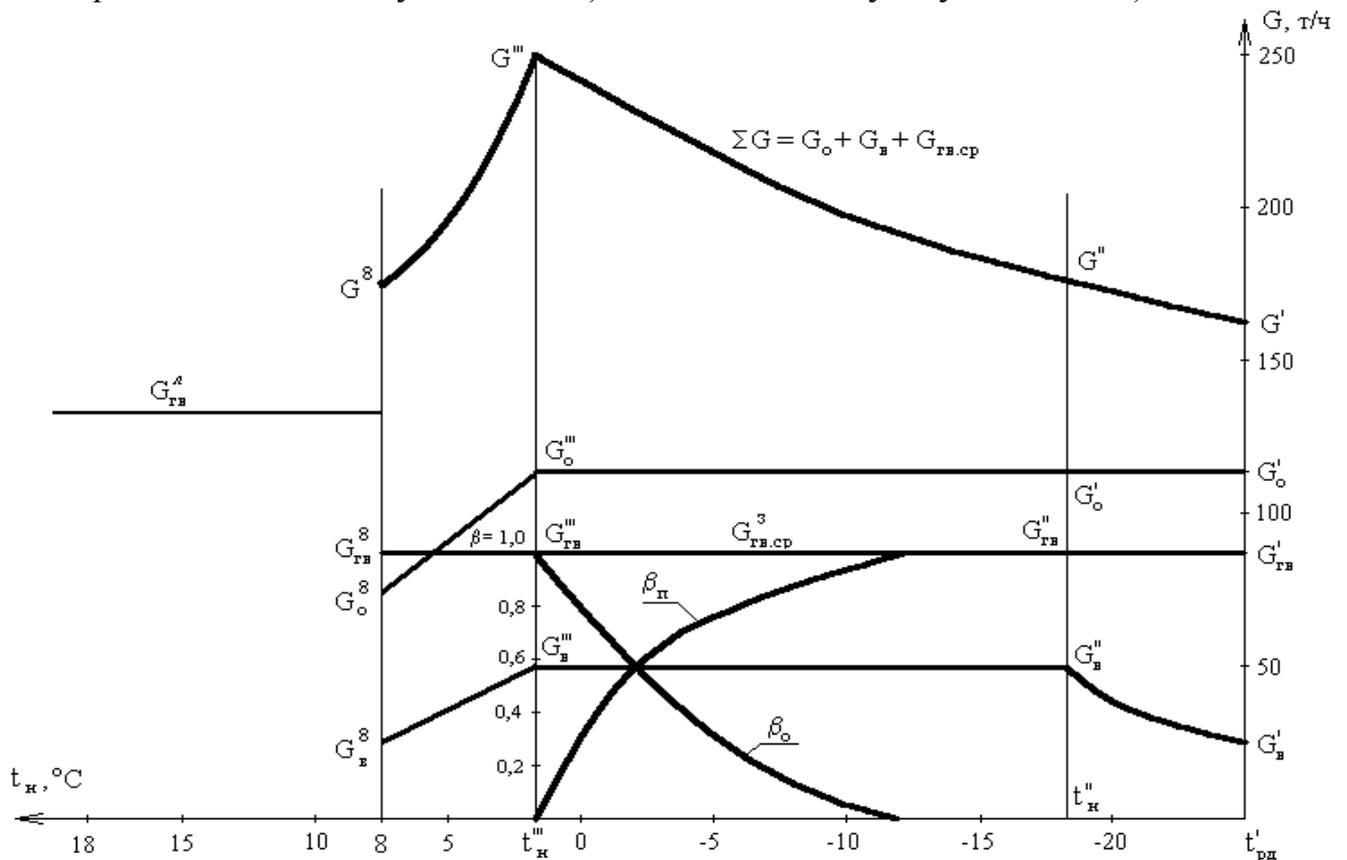


Рис. 1.7. Изменение расхода сетевой воды на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжения в зависимости от температуры наружного воздуха (открытая система теплоснабжения)

1.6. Трасса тепловых сетей

Трассировка тепловой сети выполняется на генеральном плане района города, выданного преподавателем, от указанного источника тепловой энергии (котельной или теплоэлектроцентрали) до зданий (или кварталов). При выборе трассы тепловой сети необходимо стремиться к минимальному объему капитальных, эксплуатационных затрат и строительно-монтажных работ (минимальная длина теплопроводов, двухстороннее присоединение к тепловой сети, минимальное количество узлов теплофикационных и т.д.). Тепловая сеть прокладывается параллельно оси проезда или застройки.

Для городов и населенных пунктов по архитектурным соображениям рекомендуется применять подземную прокладку теплопроводов. Подземные прокладки подразделяют на канальные (непроходные, полупроходные, непроходные каналы) и бесканальные.

Канальная прокладка защищает тепловую сеть от механического воздействия грунтов и коррозионного влияния почвы. Непроходные каналы получили наибольшее распространение. Глубина заложения каналов принимается исходя из минимального объема земляных работ и надежного укрытия от раздавливания транспортом. Наименьшее заглубление от поверхности трубы до верха перекрытия канала принимается не менее 0,5 м.

Бесканальный способ прокладки является перспективным и экономичным (экономия до 20-25 % по сравнению с канальным способом прокладки) способом строительства тепловых сетей. Бесканальную прокладку производят на глубине от поверхности земли до верха оболочки теплопровода не менее 0,7 м.

Трубопроводы тепловой сети прокладываются с уклоном не менее 0,002 (2 %). В нижних точках тепловой сети необходимо предусматривать дренаж, в верхних – воздушник. Диаметр воздушников и дренажей определяется СП [3].

На расстоянии 1000-1500 м (при диаметре трубы более 600 мм – 3000 м) для уменьшения утечек воды при авариях предусматривают установку секционирующих задвижек.

Пример выполнения графической части трассы тепловой сети в соответствии с ГОСТ [8] показан на рис. 1.8.

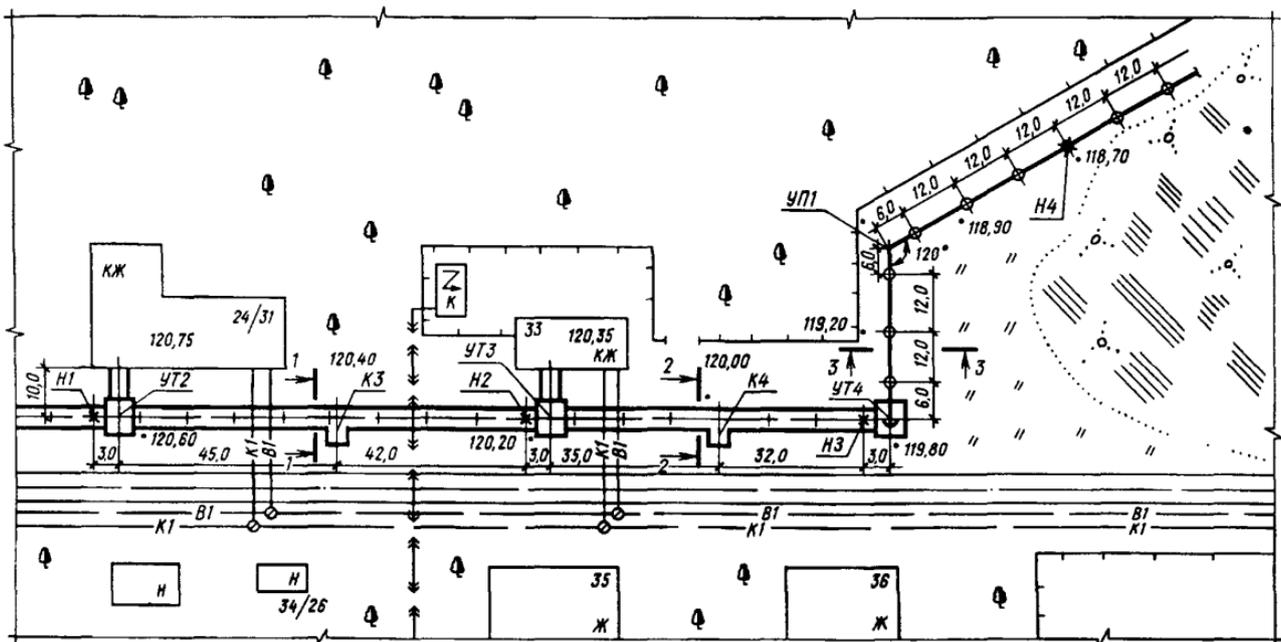


Рис. 1.8. Трасса тепловой сети в соответствии с ГОСТ [8]

1.7. Гидравлический расчет теплопроводов

1.7.1. Определение расчетных расходов сетевой воды

По расчетному расходу сетевой воды выполняют последующий гидравлический расчет.

Суммарные расчетные расходы сетевой воды (кг/ч) в двухтрубных тепловых сетях в открытой и закрытой системах теплоснабжения при качественном регулировании отпуска теплоты следует определять по формуле [5]:

$$G_p = G_o + G_e + k_3 \cdot G_{гв.ср} , \quad (1.33)$$

где G_o — расход воды на отопление при t_n , т/ч;

G_e — расход воды на вентиляцию при t_n , т/ч;

$G_{гв.ср}$ — средний расход воды на горячее водоснабжение за отопительный период, т/ч;

k_3 — коэффициент, учитывающий долю среднего расхода воды на горячее водоснабжение (при регулировании по нагрузке отопления), следует принимать по табл. 1.3. При регулировании по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения коэффициент принимается равным 0.

Таблица 1.3

Система теплоснабжения с тепловым потоком	Значение коэффициента k_3
Открытая, МВт	
100 и более	0,6
менее 100	0,8
Закрытая, МВт	
100 и более	1,0
менее 100	1,2

Примечание. Для закрытых систем теплоснабжения при регулировании по нагрузке отопления и тепловым потоком менее 100 МВт при наличии баков-аккумуляторов у потребителей коэффициент k_3 следует принимать равным 1.

Для потребителей при $\frac{Q_{зв.мах}}{Q_o} > 1,0$ при отсутствии баков-аккумуляторов, а также с тепловым потоком 10 МВт и менее суммарный расход воды следует определять по формуле

$$G_p = G'_o + G'_в + G_{зв.мах} . \quad (1.34)$$

1.7.2. Определение диаметров трубопроводов и потерь напора в теплопроводах

Целью гидравлического расчёта теплопроводов является определение диаметров трубопроводов и потерь давления (напора) по длине трассы при известных расходах теплоносителя.

Гидравлический расчет выполняют после вычерчивания расчетной схемы (магистральной и ответвления) на участках которой указывают длину, расход теплоносителя. По результатам вычислений добавляют диаметры теплопроводов.

Расчетным участком разветвленной сети принято называть трубопровод, в котором расход теплоносителя не изменяется. Расчетный участок располагается между соседними ответвлениями.

Сначала гидравлический расчет ведут по участкам в направлении главной магистрали, соединяющей источник теплоты с наиболее удаленным зданием (или кварталом). Затем рассматривают ответвление. *Потери давления (напора) в магистрали и ответвлении тепловой сети не должны отличаться более чем на 10-15 %.*

Гидравлический расчет выполняют по таблицам [6] в два этапа: предварительный и окончательный. Предварительный расчет выполняют для определения диаметров участков тепловой сети по расходу, допустимой скорости движения теплоносителя ($W \leq 1,5$ м/с) и рекомендуемым удельным потерям давления ($R_l \leq 80$ Па/м – для магистрали; $R_l \leq 300$ Па/м – для ответвления). Окончательный гидравлический расчет выполняют с учетом потерь в местных сопротивлениях (отвод, переход, тройник, задвижка, компенсатор и т.д.), которые учитывают через эквивалентные длины l_3 .

Полные потери давления (напора) на участках сети вычисляют по формуле [6]:

$$\Delta p = \Delta p_l + \Delta p_m = R_l \cdot l + R_l \cdot l_3 = R_l \cdot (l + l_3) = R_l \cdot l_{np}, \text{ Па}, \quad (1.35)$$

где l_{np} — приведенная длина участка.

Суммарные гидравлические сопротивления для всех участков расчетной магистрали и ответвления определяют по формуле

$$\Delta H = \sum_i^n \Delta p_i \quad (1.36)$$

где Δp_i — гидравлические сопротивления на i -том участке магистрали или ответвления;

n — количество участков.

Результаты гидравлического расчета сводят в табл. П.1.2.

Конечные результаты гидравлического расчета следует перевести в м.в.ст. так как по его данным в дальнейшем строится пьезометрический график.

1.8. Монтажная схема тепловой сети

Обучающемуся необходимо начертить монтажную схему магистрали и одного из ответвлений теплопровода, которая должна соответствовать ГОСТ [8] (рис. 1.9).

Схема должна отражать все конструктивные элементы тепловой сети: узлы теплофикационные; краны или задвижки (предусматриваются на каждом ответвлении тепловой сети); секционирующие задвижки (монтируются при условном диаметре теплопровода больше или равном 100 мм на расстоянии до 1 км друг от друга; при условном диаметре равном 350–500 мм до 1,5 км, а для $d_y \geq 600$ мм – до 3 км); осевые (сальниковый, линзовый) и (или) радиальные (п-образный, самокомпенсация (угол поворота менее 130°)) компенсаторы; неподвижные опоры (расстояние между неподвижными опорами необходимо принимать по табл. П.1.4); спускники (предусматриваются в нижних точках тепловой сети); воздушники (устанавливаются в верхних точках теплопровода). *Подающий трубопровод показывают с правой стороны по ходу движения теплоносителя от котельной (теплоэлектроцентрали).*

Узлы теплофикационные предусматриваются по трассе подземных тепловых сетей для размещения в них арматуры, сальниковых компенсаторов, неподвижных опор, дренажных и воздушных устройств, измерительных приборов, ответвлений. Расстояние между узлами теплофикационными принимают равными расстояниям между неподвижными опорами.

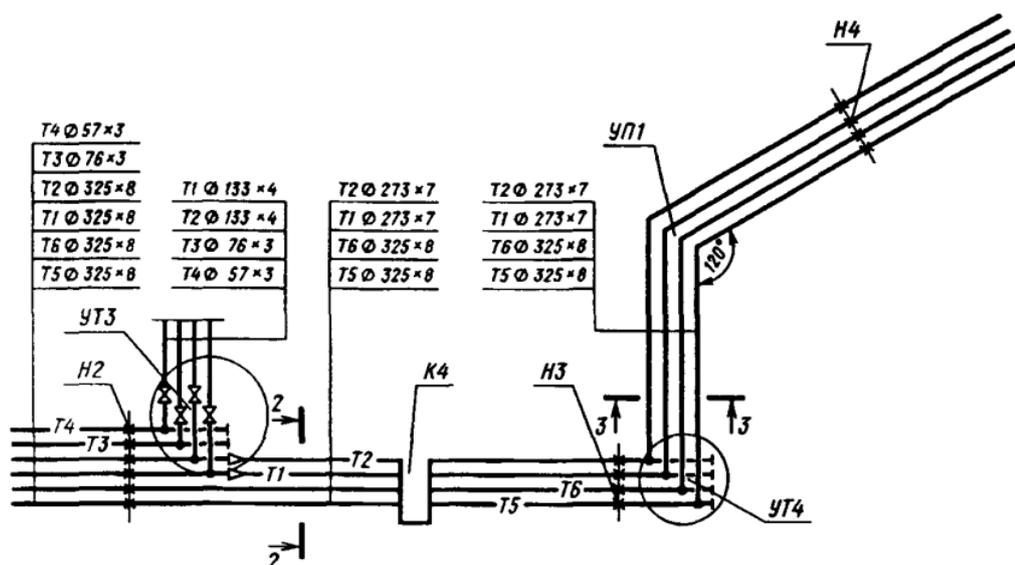


Рис. 1.9. Монтажная схема теплопровода [8]

1.9. Построение пьезометрического графика теплопровода (магистральной и ответвления)

Падение давления (напора) в подающей и обратной магистрали теплопровода удобно изображать в виде пьезометрического графика. Он позволяет определить давление (напор), располагаемое давление (располагаемый напор) в любой точке тепловой сети; учесть рельеф местности, высоту зданий, особенности абонентских систем при выборе оптимального гидравлического режима.

Давление, выраженное в линейных единицах измерения, называется пьезометрическим напором.

Полный напор отчитывается от уровня установки сетевого насоса в котельной и теплоэлектроцентрали. Пьезометрический напор отчитывается от уровня прокладки оси трубопровода.

При построении пьезометрического графика теплопровода необходимо учитывать следующие требования:

1. Давление в непосредственно присоединяемых к сети абонентских системах не должно превышать допустимого. Для радиаторов систем отопления максимальное избыточное давление должно быть не более 0,6 МПа (60 м.в.ст.);

2. Для предотвращения кавитации напор (давление) во вскапывающем патрубке сетевого насоса должен быть не меньше 5 м.в.ст.;

3. Напор (давление) в обратном трубопроводе тепловой сети в разных режимах работы (статический, динамический) не должен быть ниже высоты здания;

4. Линия статики должна проходить с запасом в 5 м.в.ст. по отношению к самому высокому абоненту;

5. Пьезометрическая линия подающей магистрали теплопровода должна удовлетворять требованиям: максимальный напор не должен превышать

допустимого для труб и подогревательных установок; минимальный напор не должен допускать вскипание воды. Линия нескипания строится по следующим данным:

Расчетная температура сетевой воды, °С	120	130	140	150	160	170	180
Максимальный напор, м.в.ст.	10	20	30	40	55	72	93

Пьезометрический график строится для магистрали и ответвления по данным гидравлического расчета (см. табл. П. 1.2). По оси абсцисс откладываются длины, по оси ординат – напор. Масштаб горизонтальный необходимо принимать M_r 1:10 000, вертикальный - M_v 1:500 или 1:1000 (рис. 1.10).

Располагаемый напор (давление) у наиболее удаленного потребителя при отсутствии данных необходимо принимать 20 м.в.ст (200 Па). Потери напора (давления) в оборудовании котельной (теплоэлектроцентрали) при отсутствии данных необходимо принимать 20-40 м.в.ст. (200-400 Па).

Профиль земли строится по горизонталям, указанным на генеральном плане.

Рекомендации и примеры построения пьезометрических графиков приводятся в литературе [6, 7, 9] .

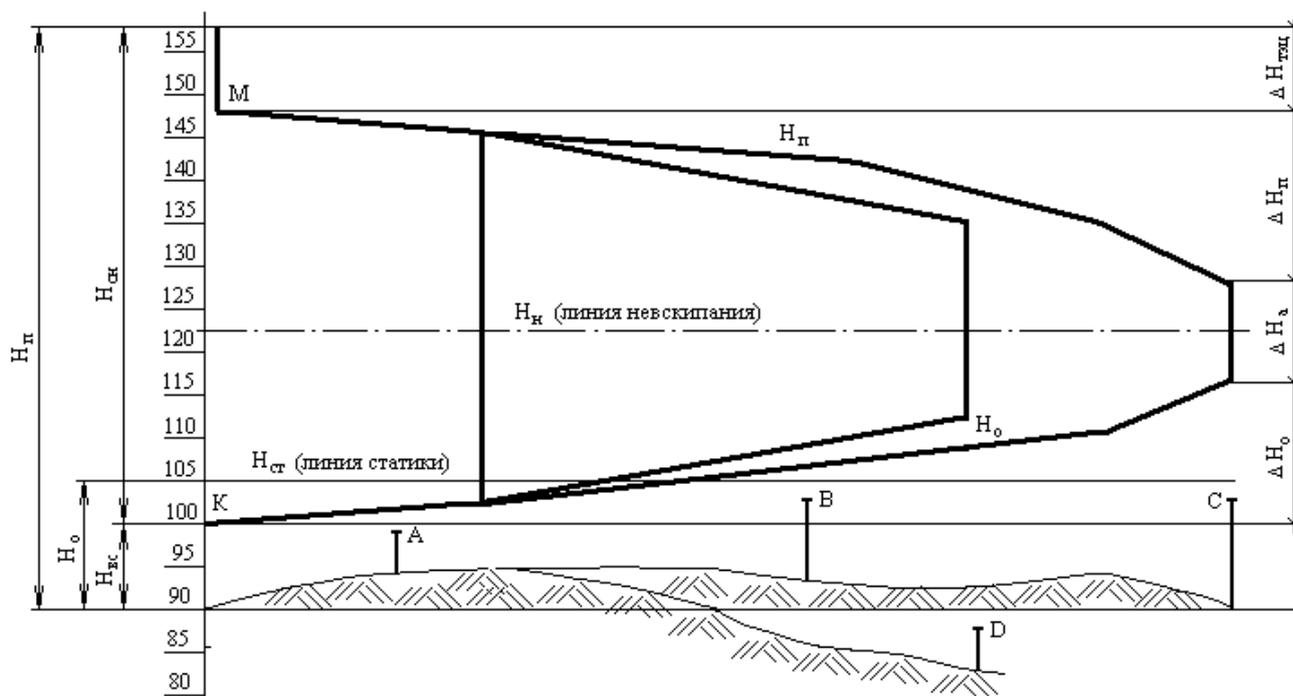


Рис. 1.10. Пьезометрический график теплопровода (магистрали и ответвления)

1.10. Строительные конструкции тепловых сетей

1.10.1. Выбор способа прокладки

В населенных пунктах наиболее часто используется подземная (канальная или бесканальная) прокладка тепловых сетей. По экономическим соображениям бесканальная прокладка наиболее предпочтительна (отсутствует кирпичный или железобетонный канал), при этом необходимо учитывать надежность и долговечность трубопроводов тепловой сети. Каналы защищают трубопроводы тепловой сети от механического воздействия грунтов и коррозии. Наибольшее распространение получили непроходные каналы. Типы и размеры каналов обозначаются цифрами и буквами. Цифры перед буквами указывают количество ячеек канала, цифры после букв означают внутренние размеры канала в см. Типовые конструкции представлены на рис. 1.11.

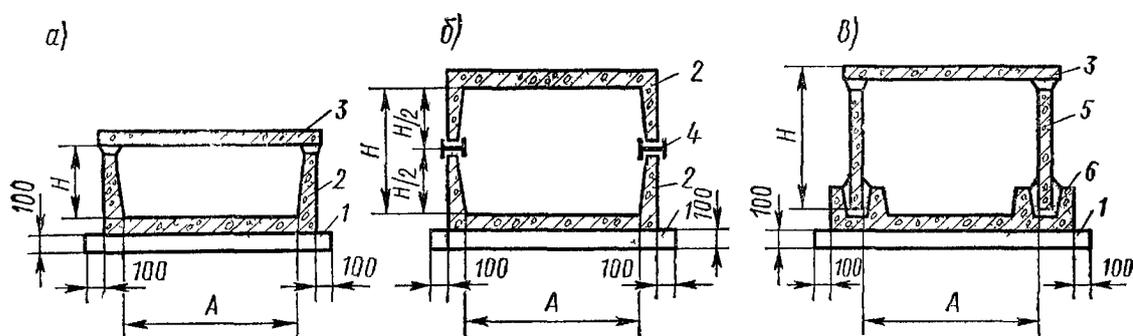


Рис. 1.11. Типовые конструкции непроходных каналов (а) канал из лотковых элементов, перекрывааемых плитками типа КЛ; б) сборные каналы из лотковых элементов типа КЛс; в) канал из сборных плит типа КС): 1 — песчаная подушка; 2 — лоток; 3 — перекрытие; 4 — двутавр; 5 — стенная плита; 6 — днище [9]

Надземная прокладка тепловой сети применяется на территориях промышленных предприятий. Этот способ защищает теплопровод от грунтовых вод.

1.10.2. Продольный профиль теплосети

При проектировании теплопроводов необходимо выполнить продольный профиль магистрали и (или) ответвления в соответствии с ГОСТ [8] (рис. 1.12). Горизонтальный масштаб следует принимать 1:1000, а вертикальный 1:50.

По трассе теплопровода строится профиль земли на основе проекта организации рельефа и натурной съемки, полученной в результате нивелировки трассы. При выполнении задания студенты могут ориентировать на горизонтали, указанные на генеральном плане.

На продольном профиле теплопровода указывается проектная и натурная отметка земли, отметка потолка и пола канала (при канальной прокладке),

отметка верха несущей конструкции и низа трубы (при бесканальной прокладке), уклон, разрезы, развернутый план, существующие коммуникации (канализация, водопровод, теплопровод, силовые кабели и т.д.) их отметки.

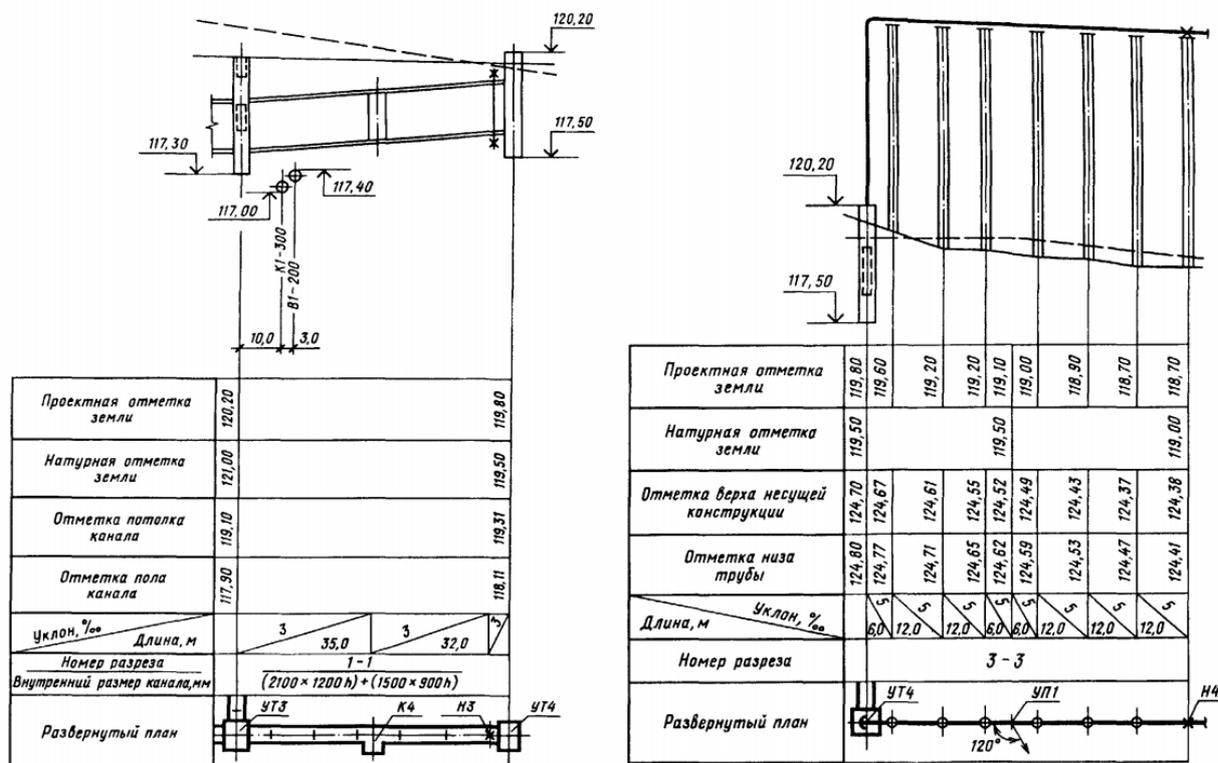


Рис. 1.12. Продольный профиль теплопровода по ГОСТ [8]

1.10.3. Узлы теплофикационные

Узлы теплофикационные устанавливаются по трассе подземных тепловых сетей с целью размещения в них арматуры (задвижки, краны, воздушники, дренажи), компенсаторов требующих периодического обслуживания (сальниковые), а также в местах разветвления теплопроводов. Пример исполнения узла теплофикационного показан на рис. 1.13.

При разработке камер необходимо учитывать нормативные расстояния от трубопроводов и арматуры до строительных конструкций для возможности последующей удобной эксплуатации [6].

Спуск в камеру осуществляется через входные и аварийные люки по скобам или по лестницам. Дно камер делается с уклоном в сторону водосборного приемка. Камеры выполняют из кирпича, сборных плит, монолитного железобетона.

На выбор обучающегося или по заданию преподавателя необходимо выполнить чертеж узла теплофикационного (план и разрез) в масштабе 1:10.

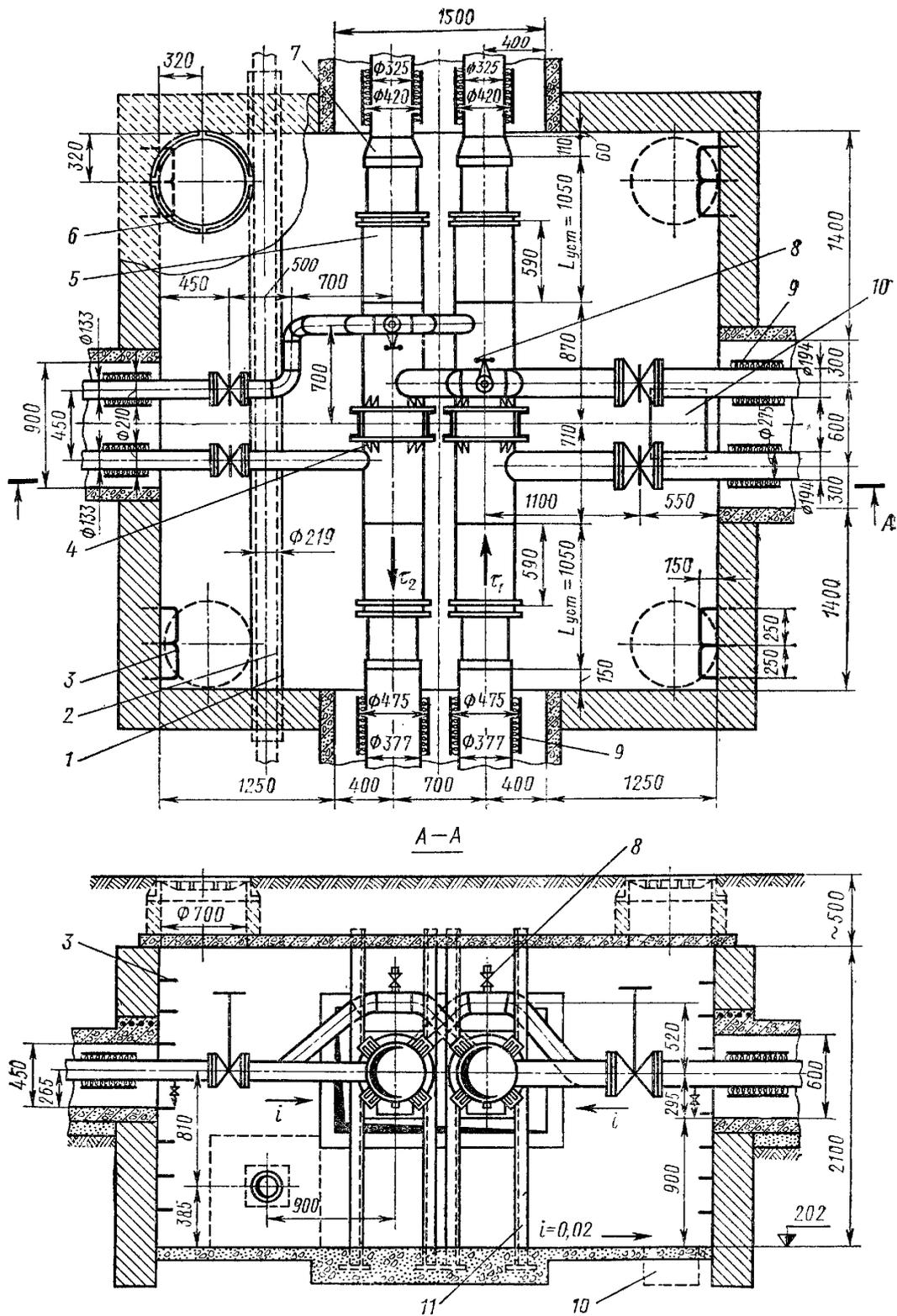


Рис. 1.13. Камера тепловой сети с сальниковыми компенсаторами: 1 — стальная труба-футляр; 2 — попутный дренаж; 3 — скобы; 4 — лобовая опора; 5 — сальниковый компенсатор; 6 — люк; 7 — переход диаметров; 8 — воздушник; 9 — тепловая изоляция; 10 — дренажный приямок; 11 — упорная конструкция из швеллеров [9]

1.11. Теплофикационное оборудование теплоэлектростанции

Теплофикационное оборудование необходимо для подготовки теплоносителя и отправки (приемки) в тепловую сеть. В рамках выполнения индивидуального задания обучающемуся необходимо подобрать сетевые, подпиточные и статические насосы по производительности (расходу) и напору (давлению).

Напор насосов принимается по пьезометрическому графику построенному по данным гидравлического расчета теплопроводов.

Производительность сетевых насосов принимается в зимний период по зависимости 1.33, в неотапливаемый период по формуле

$$N_n^l = N_n \cdot \left(\frac{G_{zg}^l}{G_p} \right)^2, \text{ Па.} \quad (1.37)$$

Производительность подпиточных насосов определяется системой теплоснабжения:

— закрытая система теплоснабжения – 3-5 % (утечки) от расчетного расхода теплоносителя (формула 1.33);

— открытая система теплоснабжения — расход утечки и водоразбора на нужды горячего водоснабжения.

При совмещении линии статика и всасывания функции статических насосов выполняют подпиточные.

Необходимо предусматривать не менее двух сетевых насосов (рабочий и резервный). Количество подпиточных насосов принимается не менее двух для закрытых систем теплоснабжения и не менее трех для открытых систем (один резервный).

Характеристики сетевых, статических и подпиточных насосов принимаются по каталогам представителей заводов производителей. При этом проектировщик должен учитывать предпочтения заказчика, стоимостные показатели, надежность, местные условия.

1.12. Тепловой расчет сети

Целью выполнения теплового расчета является определение термических сопротивлений и толщин изоляционных конструкций исходя из нормы потерь теплоты.

Полное термическое сопротивление подлежащего изоляции теплопровода определяется по формуле

$$R_n = \frac{\tau - t_0}{q_n}, \text{ м} \cdot \text{°C/Вт}, \quad (1.38)$$

где τ — температура теплоносителя, °С;

t_o — температура окружающей среды °С;

q_n — норма потерь теплоты изолированным теплопроводом (при отсутствии данных можно принимать по таблице 13.4 [6]), Вт/м.

Толщина основного изоляционного слоя определяется по формуле

$$\delta_{из} = \frac{e^{2\pi \cdot \lambda_{из} \cdot R} - 1}{2} \cdot d_n, \text{ м} \quad (1.39)$$

где $\lambda_{из}$ — коэффициент теплопроводности изоляции, Вт/(м · °С), принимаем по [6];

d_n — наружный диаметр трубы, м.

При бесканальной прокладке теплопроводов толщина тепловой изоляции не регламентируется. При прокладке теплопроводов в непроходных каналах толщина тепловой изоляции ограничивается величинами, представленными в таблице [3].

Условный диаметр, d_v , мм	25	50	100	150	200	250	300	350	400	500 – 1400
Толщина изоляции, $\delta_{из}$, мм	60	80	90	100	100	100	100	100	110	120

Толщину основного слоя изоляционной конструкции можно определить по графику рис. 13.1 [6].

1.13. Механические расчеты тепловой сети

В данном разделе учебно-методического пособия рассматривается расчет и подбор радиальных (П-образный) и осевых (сальниковый) компенсаторов, подвижных (скользящая) и неподвижных (лобовая) опор. Чертежи подобранных компенсаторов отражаются в графической части.

1.13.1. Расчет и выбор П-образного компенсатора

При нагревании трубопроводы тепловой сети удлиняются, возникают большие напряжения, способные деформировать и разрушать теплопроводы. Компенсация удлинения труб производится различными устройствами (рис. 1.14) [9]

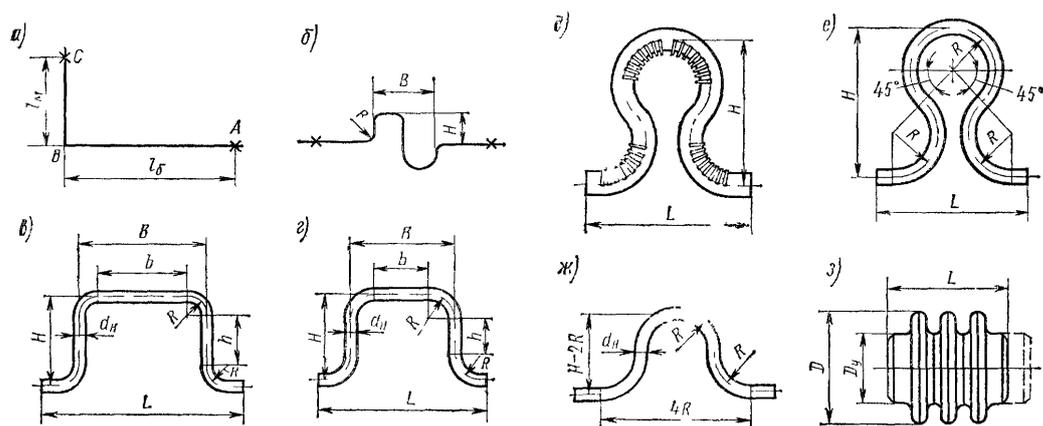


Рис. 1.14. Компенсирующие устройства: а) естественный компенсатор; б) s-образный компенсатор; в) и г) П-образные компенсаторы; д) и е) лирообразные компенсаторы; ж) ω-образный компенсатор; з) линзовый компенсатор [9]

Определение геометрических размеров (вылет H и спинка B), силы упругой деформации П-образного компенсатора производится по номограммам [6] (пример см. рис. 1.15) с учетом теплового удлинения. Тепловое удлинение теплопровода между неподвижными опорами производится по формуле

$$\Delta = \alpha \cdot (\tau_1 - t_m) \cdot l, \text{ мм}, \quad (1.40)$$

где α — коэффициент линейного удлинения труб (для стали $12 \cdot 10^{-6} 1/^\circ\text{C}$);

τ_1 — температура теплоносителя, $^\circ\text{C}$;

t_m — температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$;

l — расстояние между неподвижными опорами, мм.

С учетом предварительной растяжки компенсатора

$$\Delta x_H = \varepsilon \cdot \Delta, \text{ мм}, \quad (1.41)$$

где $\varepsilon = 0,5$ — учет предварительной растяжки компенсатора.

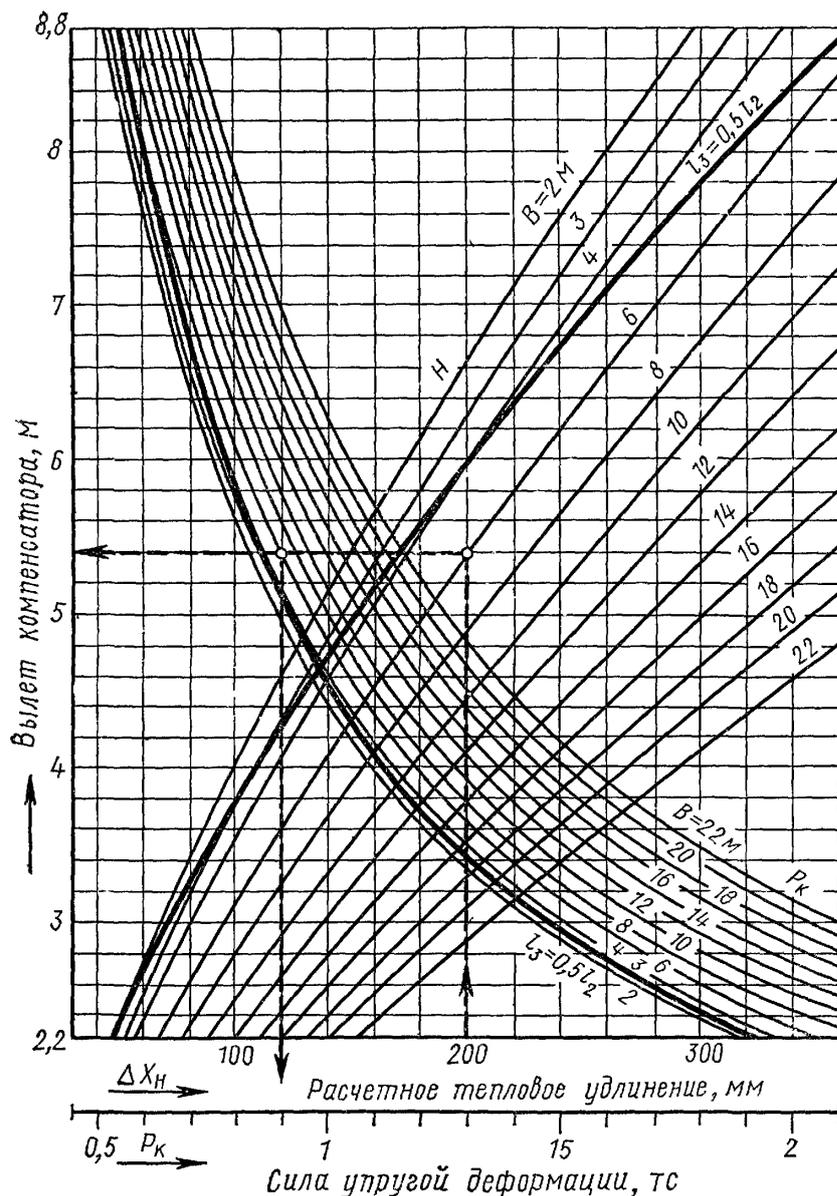


Рис. 1.15. Номограмма для расчета П-образного компенсатора

Для безаварийной работы тепловых сетей необходимо, чтобы компенсаторы были рассчитаны на максимальные удлинения трубопроводов.

1.13.2. Расчет и выбор сальниковых компенсаторов

Сальниковые компенсаторы требуют своего обслуживания, поэтому размещаются в узлах теплофикационных. Выбор компенсатора производится по тепловому удлинению. Сальниковый компенсатор состоит из корпуса, стакана и уплотнительных приспособлений (рис. 1.16). Рекомендуется устанавливать на участках теплопроводов с условным диаметром $d_v > 250$ мм.

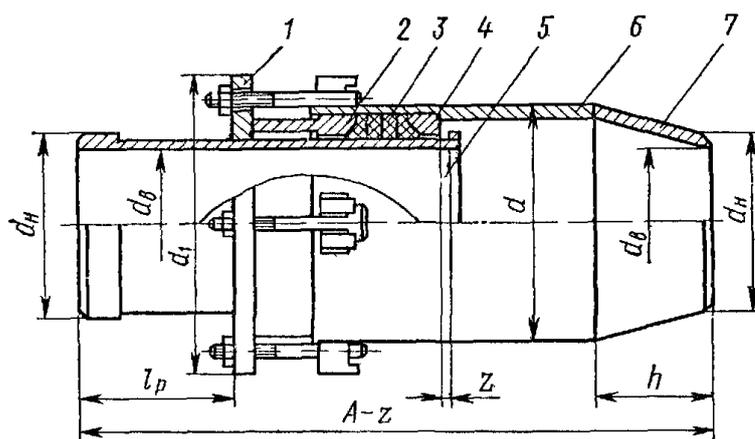


Рис. 1.16. Бесфланцевый односторонний сварной сальниковый компенсатор:
 1 — нажимной фланец; 2 — грундбукса; 3 — сальниковая набивка;
 4 — контрбукса; 5 — стакан; 6 — корпус; 7 — переход диаметров [9]

1.13.3. Расчет и выбор неподвижных и подвижных опор

Важными конструктивными элементами систем теплоснабжения являются *подвижные* (скользящие, катковые, подвесные — рис. 1.17) и *неподвижные* (лобовые, щитовые, хомутовые — рис. 1.18) опоры.

Подвижные опоры воспринимают вес трубопровода и обеспечивают ему свободное перемещение на строительных конструкциях.

Неподвижные опоры разделяют теплопроводов на участки и воспринимают усилия от температурных деформаций и сил внутреннего давления.

Расстояния между неподвижными и подвижными опорами допускается принимать соответственно по таблицам П.1.4 и П.1.5.

На участках бесканальной прокладки теплопроводов подвижные опоры не устанавливают. Неподвижные опоры монтируют на теплопроводах при любых способах прокладки.

При выполнении задания обучающемуся необходимо рассчитать и подобрать скользящую подвижную и лобовую неподвижную опоры.

Чертежи подобранных опор отражаются в графической части.

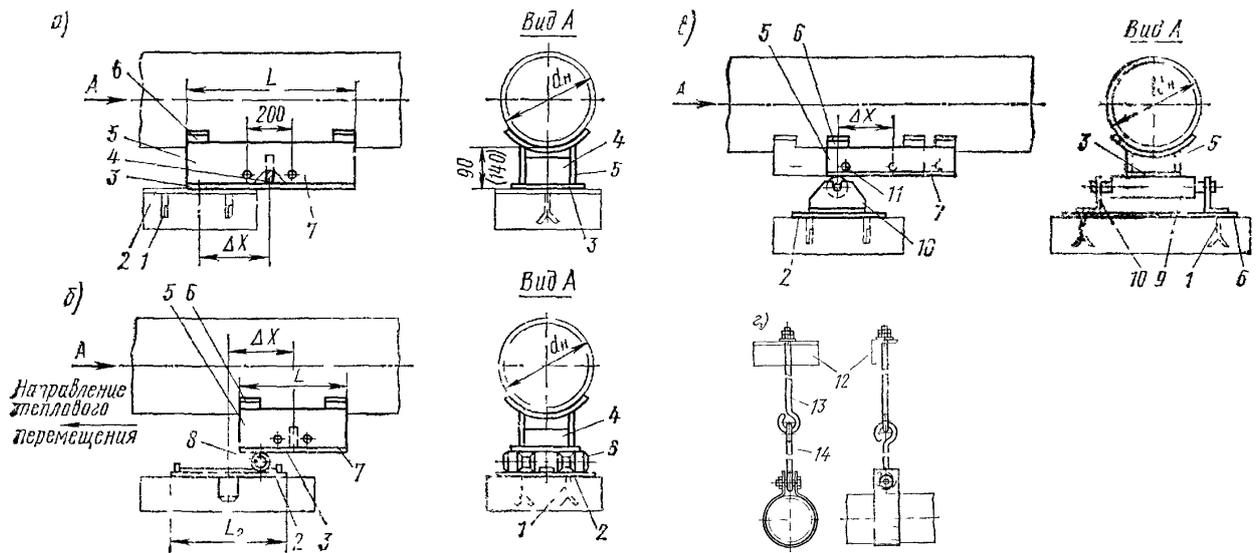


Рис. 1.17. Опоры подвижные а) скользящая, б) катковая, в) роликовая, г) подвесная: 1 — лапа; 2 — опорная плита; 3 — основание; 4 — ребро; 5 — ребро боковое; 6 — подушка; 7 — монтажное положение опоры; 8 — каток; 9 — ролик; 10 — кронштейн; 11 — отверстия; 12 — кронштейны; 13 — подвесной болт; 14 — тяга [9]

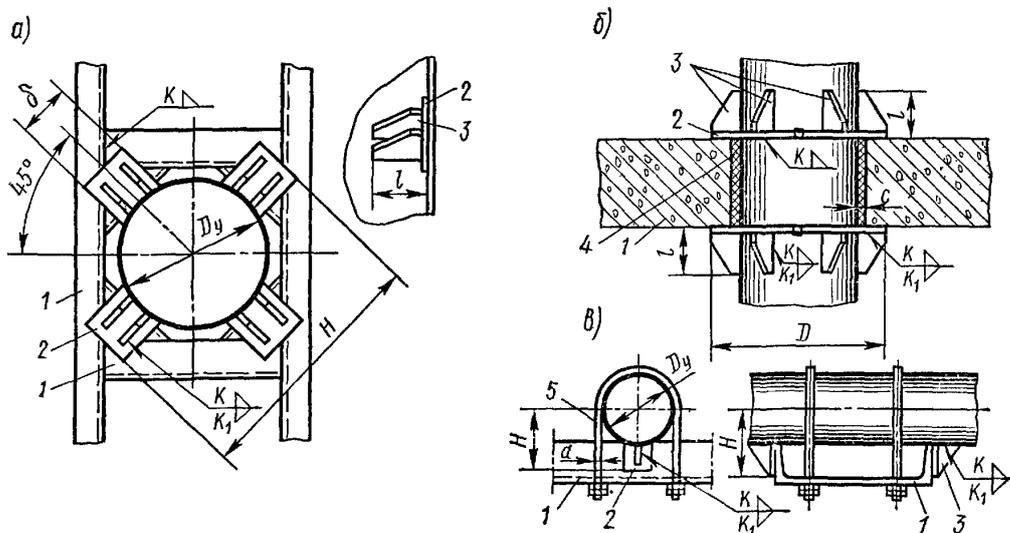


Рис. 1.18. Опоры неподвижные а) лобовые, б) щитовые, в) хомутовые: 1 — упорная конструкция; 2 — упорная пластина; 3 — косынка; 4 — асбестовый шнур; 5 — хомут [9]

Расчет и выбор неподвижных опор

Неподвижные опоры, установленные по трассе теплопроводов, делятся на концевые и промежуточные. От расположения опоры зависит результирующее воздействующее усилие. *Неподвижная опора подбирается по наибольшей горизонтальной осевой нагрузке.*

Нагрузка на неподвижную опору определяется по формуле

$$P_{но} = P_{но} + P_{ск} + P_{рк} + P_{вд}, \quad (1.42)$$

где $P_{но}$ — трение подвижных опор, т·с;

$P_{ск}$ — сила трения в сальниковых компенсаторах, т·с;

$P_{рк}$ — сила упругой деформации радиального компенсатора, т·с;

$P_{вд}$ — сила внутреннего давления, т·с

Расчет горизонтальной осевой нагрузке можно произвести с учетом типовой схемы расчетного участка теплопровода по формулам табл. 11.3 [6].

Расчет и выбор подвижных опор

Нагрузки на подвижные опоры теплопроводов подразделяются на вертикальные и горизонтальные и зависят от веса участка трубопровода, приходящегося на опору, и типа опоры.

Вертикальную нагрузку рассчитывают по формуле

$$P_g = q \cdot l, \text{ Н}, \quad (1.43)$$

где q — вес 1 м трубопровода с учетом веса воды и изоляции, Н/м;

l — расстояние между подвижными опорами, м.

Горизонтальные нагрузки возникают за счет реакции трения опоры при ее перемещении под влиянием теплового удлинения трубопроводов и вычисляются по зависимости

$$P_z = f \cdot q \cdot l, \text{ Н}, \quad (1.44)$$

где f — коэффициенты трения подвижных опор, принимаемый по табл. 11.1 [6].

2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Выбор варианта и состав работы

Задание обучающимся определяется по двум последним цифрам зачетной книжки или выдается преподавателем; объем назначается видом работы (контрольная работа, курсовой проект (работа) и др.).

Текстовая часть (при выполнении курсового проекта (работы)) должна иметь задание, оглавление, введение, основной раздел (определение расчетного секундного расхода теплоносителя, расчет тепловых потоков, гидравлический расчет циркуляционной системы горячего водоснабжения, проектный расчет бойлера, подбор насосов (давление в водопроводе принимается равным 400 кПа)), расчет и подбор бака-аккумулятора), заключение и библиографический список.

Графическая часть (при выполнении курсового проекта (работы)): план типового этажа, план подвала при нижней разводке магистральных трубопроводов и план чердака при верхней разводке, аксонометрическую схему (пример выполнения графики показан на рис. 2.1 и 2.2). Графическая часть выполняется в масштабе 1:100.

Для вариантов 1, 9, 17, 3, 11, 19, 5, 13, 7, 15 принимать открытую систему теплоснабжения и верхнюю разводку трубопроводов. Для вариантов 2, 10, 18 принимать закрытую систему теплоснабжения, подключение бойлера горячего водоснабжения по параллельной схеме и нижнюю разводку магистральных трубопроводов; 4, 12, 20 - принимать закрытую систему теплоснабжения, подключение бойлера горячего водоснабжения по предвключённой схеме и нижнюю разводку магистральных трубопроводов; 6, 14 - принимать закрытую систему теплоснабжения, подключение бойлера горячего водоснабжения по двухступенчатой смешанной схеме и верхнюю разводку трубопроводов; 8, 16 - принимать закрытую систему теплоснабжения, подключение бойлера горячего водоснабжения по двухступенчатой последовательной схеме и нижнюю разводку магистралей. План здания выдается преподавателем.

2.1. Конструктивные элементы системы горячего водоснабжения

Система горячего водоснабжения состоит из источника приготовления горячей воды, трубопроводов по которым вода от источника подается к водоразборным приборам абонентов и оборудования для регулирования параметров теплоносителя и контроля его расхода.

Схемы присоединения неизолированных стояков системы горячего водоснабжения к магистральным трубопроводам показаны на рис. 2.1.

Магистральные теплопроводы изолируются, крепятся на кронштейнах к несущим ограждающим конструкциям или с помощью шпилек к потолку или перекрытию.

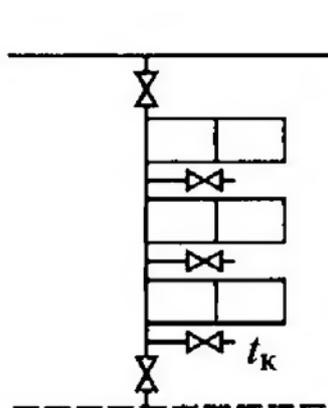


Схема с верхней разводкой

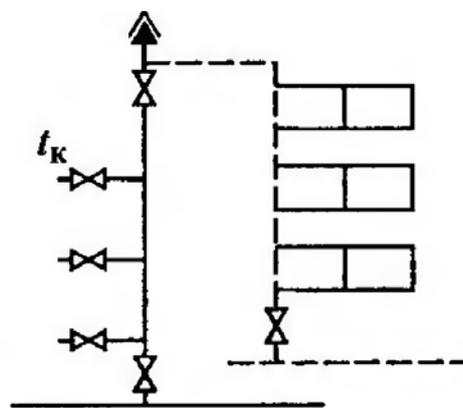


Схема с нижней разводкой

Рис. 2.1. Схемы присоединения стояков системы горячего водоснабжения

Горизонтальные теплопроводы прокладывают с уклоном 0,002 (2 ‰) в сторону индивидуального теплового пункта. Для выпуска воздуха из системы с верхней разводкой используют автоматические воздухоотводчики или воздухоотборники (баки-аккумуляторы), из системы с нижней разводкой воздух удаляется через водоразборные приборы верхних этажей или через воздушные краны в верхней части подающих стояков.

Ввод теплопроводов рекомендуется производить как можно ближе к середине здания, это положительно сказывается на увязке отдельных ветвей системы при гидравлическом расчете теплопроводов.

Горизонтальную разводку теплопроводов от стояков к водоразборным приборам производят на высоте 200 мм от пола. Трубы прокладываются открытым или закрытым способом. Участки труб в местах прохода через стены или перекрытия осуществляют в металлических гильзах.

Установку запорной арматуры предусматривают на подводках от магистральных трубопроводов к стоякам, на ответвления от стояков в каждую квартиру, на вводах в здания.

Для теплопроводов системы горячего водоснабжения используют металлические или полимерные трубы.

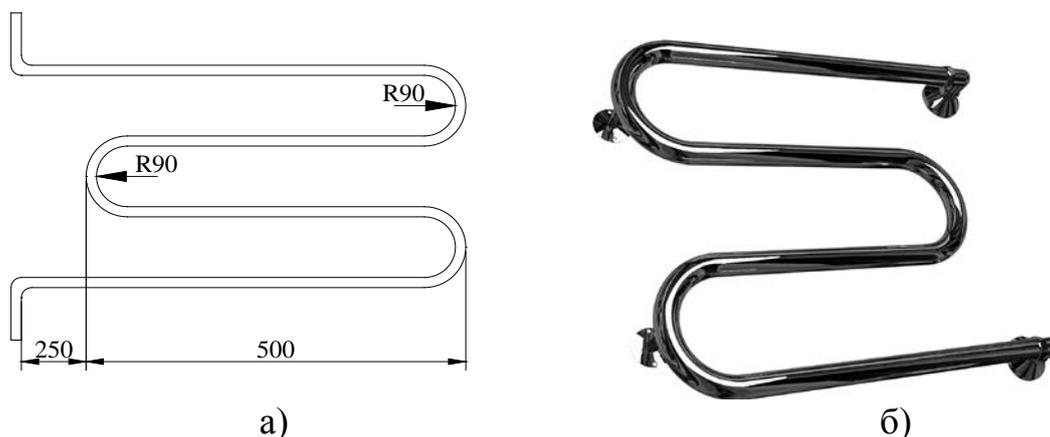


Рис. 2.2. Полотенцесушитель: а) схема; б) общий вид

2.2. Определение расчетных расходов горячей воды и теплоты

2.2.1. Расчетная схема трубопроводов

Перед выполнением расчетов необходимо начертить аксонометрическую схему системы горячего водоснабжения в масштабе 1:100. На схеме показывают ориентированные по плану типового этажа и подвала (чердака) (рис. 2.3, рис. 2.4) ввод тепловой сети, водомерный узел, бойлеры горячего водоснабжения, насосы, аккумулятор, необходимая трубопроводная и водоразборная арматура.

Задается расчетное направление от теплового узла до наиболее удаленного водоразборного прибора, которое разбивается на расчетные участки. Типовые стояки не вычерчиваются, а показываются в виде обрывов. Участки и стояки нумеруются как это показано на рис. 2.5.

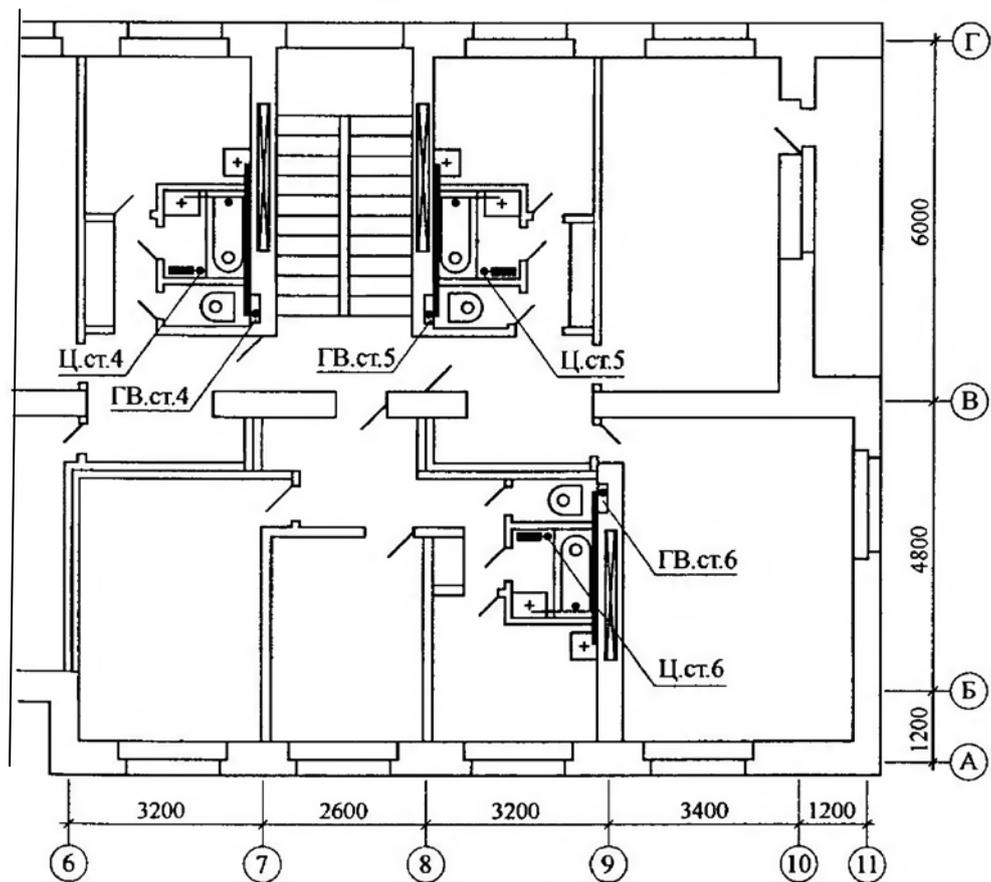


Рис. 2.3. Фрагмент плана типового этажа жилого дома

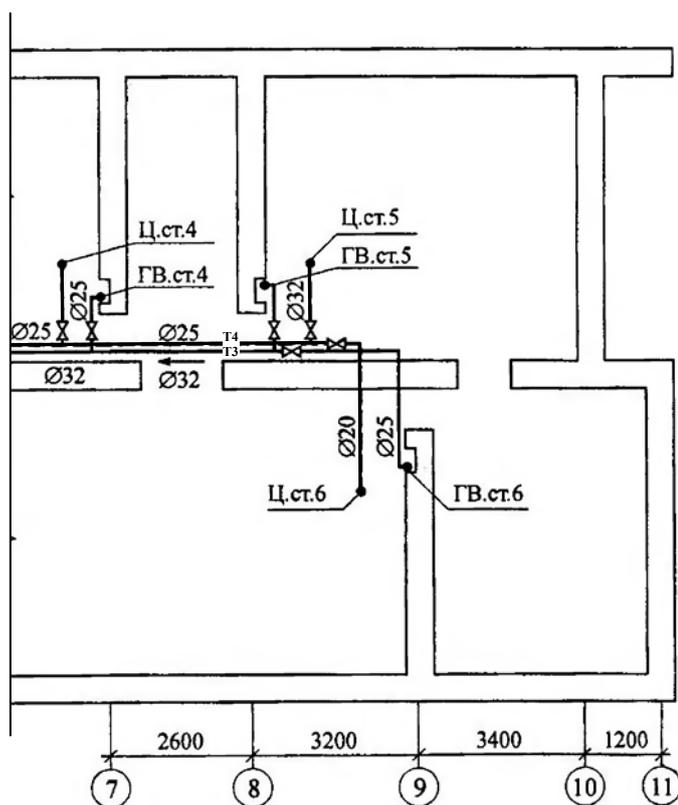


Рис. 2.4. Фрагмент плана подвала жилого дома

Условные обозначения

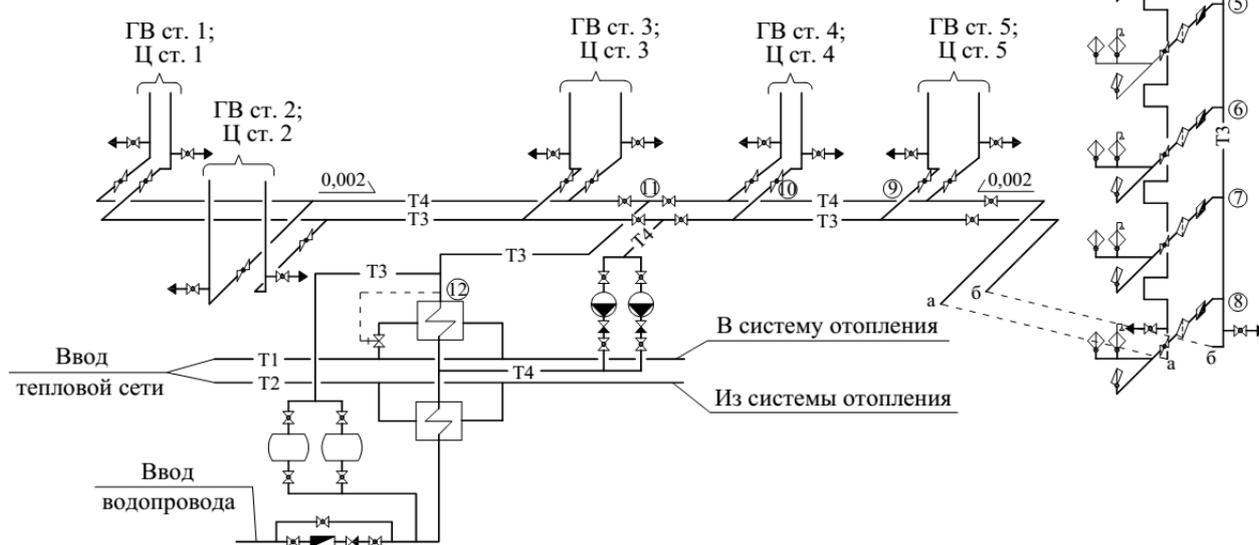
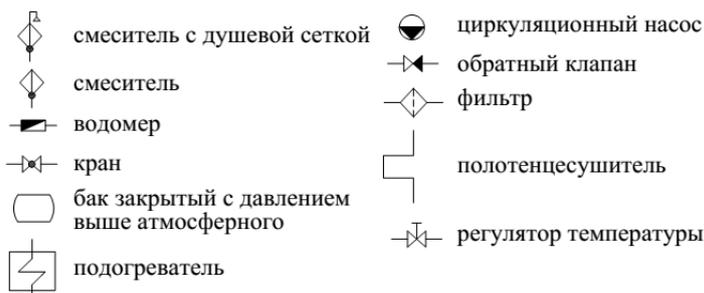


Рис. 2.5. Аксонометрическая схема трубопроводов горячего водоснабжения

2.2.2. Секундные и часовые расходы воды

Максимальный секундный расход воды на расчетном участке сети, л/с, при гидравлическом расчете теплопроводов системы горячего водоснабжения вычисляется по формуле

$$G = 5g\alpha, \quad (2.1)$$

где g — секундный расход горячей воды смесителем, л/с (при отсутствии данных можно определять по [4]);

α — коэффициент, определяемый по [4] в зависимости от общего количества приборов N на расчетном участке сети и вероятности их действия P .

Вероятность действия смесителей P при одинаковых абонентах в здании находится из выражения

$$P = \frac{g_{уч} \cdot V}{3600 \cdot g \cdot N}, \quad (2.2)$$

где $g_{уч}$ — норма расхода горячей воды одним водоразборным прибором в час наибольшего водопотребления, л/с (при отсутствии данных можно определять по [4]);

V — число водопотребителей, чел.

Результаты расчета максимального секундного расхода воды на расчетном участке системы горячего водоснабжения заносим в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Расчет секундных расходов

Номера участков	Кол-во приборов N, шт.	Кол-во потребителей V, чел.	Расход воды прибором g, л/с	Вероятность действия приборов P	Произведение NP	Коэффициент α	Секундный расход на участке G, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8

Максимальный часовой расход горячей воды, м³/ч, вычисляется по формуле

$$G_{\text{ч}} = 18 \cdot g \cdot K_{\text{и}} \cdot \alpha_{\text{ч}}, \quad (2.3)$$

где $K_{\text{и}}$ — коэффициент использования водоразборного прибора в час наибольшего водопотребления, принимается $K_{\text{и}} = 0,28$ [4];

$\alpha_{\text{ч}}$ — коэффициент, определяемый по [4] в зависимости от общего числа приборов N обслуживаемых системой горячего водоснабжения и вероятности их использования $P_{\text{ч}} = \frac{P}{K_{\text{и}}}$.

Расход горячей воды за сутки наибольшего водопотребления (используется для определения емкости бака-аккумулятора), м³/сут:

$$G_{\text{и}} = 0,001 \cdot g_{\text{и}} \cdot V, \quad (2.4)$$

где $g_{\text{и}}$ — норма расхода горячей воды за сутки наибольшего водопотребления, л/сут, (принимается по табл. П.2.1).

Среднесуточный расход воды, м³/сут., за отопительный период при расчете потребления теплоты системой горячего водоснабжения:

$$G_{\text{ис}} = 0,001 \cdot g_{\text{ис}} \cdot V, \quad (2.5)$$

где $g_{\text{ис}}$ — среднесуточная норма расхода горячей воды за отопительный период, л/сут (принимается по табл. П.2.1).

2.2.3. Расходы теплоты

Максимальный часовой расход теплоты $Q_{\text{гв}}^{\text{м}}$, кДж/ч, системой горячего водоснабжения следует вычислять по формуле

$$Q_{28}^M = G_u \cdot \gamma \cdot c(t_{2.ср.} - t_x) + \Delta Q_n + \Delta Q_{ц}. \quad (2.6)$$

Среднечасовой расход теплоты $Q_{28}^{ср.}$, кДж/ч, за сутки наибольшего водопотребления следует вычислять по формуле

$$Q_{28}^{ср.} = \frac{G_u \cdot \gamma \cdot c(t_{2.ср.} - t_x)}{24} + \Delta Q_n + \Delta Q_{ц}. \quad (2.7)$$

Среднечасовой расход теплоты $Q_{28}^{ср.3}$, кДж/ч, за отопительный период следует вычислять по формуле

$$Q_{28}^{ср.3} = \frac{G_{ис} \cdot \rho \cdot c(t_{2.ср.} - t_{х3})}{24} + \Delta Q_n + \Delta Q_{ц}. \quad (2.8)$$

где $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ — плотность воды;

$c = 4,19 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{К)}$ — теплоемкость воды;

$t_{2.ср.} = 65 \text{ }^\circ\text{C}$ — средняя температура воды в водоразборных стояках системы горячего водоснабжения;

$t_{х3} = 5 \text{ }^\circ\text{C}$ — температура водопроводной воды в отопительный период;

$\Delta Q_n, \Delta Q_{ц}$ — теплотери подающими и циркуляционными теплопроводами, кДж/ч, (определяется после нахождения диаметра соответствующих трубопроводов, раздел 2.3).

Среднечасовой расход теплоты $Q_{28}^{ср.л}$, кДж/ч, в летний период следует вычислять по формуле

$$Q_{28}^{ср.л} = Q_{28}^{ср.3} \frac{65 - t_{хл}}{65 - t_{х3}} \beta, \quad (2.9)$$

где $\beta = 0,8$ — коэффициент, учитывающий снижение расхода горячей воды;

$t_{хл} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$ — температура водопроводной воды в летний период.

Годовой расход теплоты на горячее водоснабжение, ГДж/год:

$$Q_{28}^{год} = Q_{28}^{ср.3} n_0 10^{-6} + Q_{28}^{ср.л} (8400 - n_0) 10^{-6}, \quad (2.10)$$

где n_0 — продолжительность отопительного периода, ч/год.

2.3. Гидравлический расчет трубопроводов

В циркуляционных системах горячего водоснабжения различают два основных вида гидравлических режимов: режим максимального водоразбора и режим циркуляции при отсутствии водоразбора. Далее при этих режимах рассматривается выполнение гидравлического расчета теплопроводов.

2.3.1. Расчет подающих трубопроводов

Целью гидравлического расчета является определение диаметров теплопроводов и потерь давления (напора) при известном расчетном расходе теплоносителя и допустимой скорости движения (с учетом зарастания труб отложениями накипи и шлама в подающих трубопроводах и стояках скорости не должны превышать 1,5 м/с, а на ответвлениях в квартиры к водоразборным приборам — 2,5 м/с).

Потери давления (напора) на отдельных участках сети определяют по формуле, Па

$$\Delta P_{уч} = R_l \cdot l(1 + K_m), \quad (2.11)$$

где R_l — удельные потери давления на трение с учетом зарастания труб, Па/м;

l — длина расчетного участка по плану, м;

K_m — коэффициент, учитывающий потери напора в местных сопротивлениях в долях от линейных потерь (принимается 0,2 для распределительных теплопроводов; 0,5 — для теплопроводов в пределах теплового пункта, а также для водоразборных стояков с полотенцесушителями; 0,1 — для водоразборных стояков без полотенцесушителей и циркуляционных стояков).

Общие потери давления в подающем трубопроводе от подогревателя до наиболее удаленной и высоко расположенной точки водоразбора определяются как сумма потерь на каждом из расчетных участков

$$\Delta P_{пол} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{уч.i}. \quad (2.12)$$

Результаты гидравлического расчета подающих теплопроводов в режиме водоразбора заносят в табл. 2.2.

Увязку потерь давления в системе горячего водоснабжения производят путем изменения диаметров отдельных участков стояков, магистралей и ответвлений. Невязка потерь давления по ответвлениям и стоякам не должна превышать 10%. При невозможности осуществить увязку вариацией диаметров на стояках предусматривают установку балансировочных клапанов.

Таблица 2.2

Гидравлический расчет подающих теплопроводов в режиме водоразбора

Номер участка	Расход воды, л/с		Длина по плану $l, м$	Предварительный расчет		Окончательный расчет*					Примечание		
	водоразбор. G	циркул. $G_{ц}$		суммар. $G+G_{ц}$	Условн. диаметр $d_y, мм$	Скорость $W, м/с$	Уд. потери напора $R_b, Па/м$	Условн. диаметр $d_y, мм$	Скорость $W, м/с$	Уд. потери напора $R_b, Па/м$		Коэф. потерь K_m	Потери участка $\Delta P_{уч.}, кПа$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

* Окончательный гидравлический расчет проводят после расчета теплопотерь теплопроводами и определения циркуляционного расхода (см. раздел 2.3.2).

2.3.2. Расчет потерь теплоты и циркуляционных расходов

В жилые здания свыше четырех этажей следует предусматривать циркуляционные системы горячего водоснабжения для предотвращения остывания теплоносителя в период незначительного водоразбора или его отсутствия.

Требуемый циркуляционный расход воды, необходимый для компенсации теплотерь, следует определять по формуле, л/сек.

$$G_u = \frac{Q_{mn}}{3600 \cdot c \cdot \Delta t}, \quad (2.13)$$

где Q_{mn} — потери тепла подающими трубопроводами, кДж/ч;

$c = 4,19$ кДж/(кг·К) — теплоемкость воды;

Δt — допустимое остывание воды во всех подающих трубопроводах, принимается обычно $\Delta t = 10$ °С.

Суммарные теплотери всех подающих трубопроводов:

$$Q_{mn} = \sum_{i=1}^n g_i l_i, \quad (2.14)$$

где g_i — удельные теплотери 1 п.м. трубопровода, кДж/м·ч;

l_i — длина отдельных участков трубопровода, м.

Удельные теплотери вычисляются по формуле

$$g_i = K \cdot \pi \cdot d_n (t_{z.cp} - t_o) \cdot (1 - \eta), \quad (2.15)$$

где $K = 42$ кДж/(м²·ч·К) — коэффициент теплопередачи неизолированной трубы;

d_n — наружный диаметр трубы, м;

$t_{z.cp} = 65$ °С — средняя температура воды в трубопроводах системы горячего водоснабжения;

t_o — температура окружающей среды, принимается в зависимости от места прокладки трубопровода: в ванных комнатах + 25 °С, в неотапливаемых технических подпольях, подвалах и на чердаках + 5 °С; на теплых чердаках + 20 °С; на лестничных клетках + 16 °С;

η — коэффициент сохранения тепла изоляцией, принимается в зависимости от ее конструкции равным 0,6 – 0,8, для неизолированной трубы $\eta=0$.

Результаты расчета теплотерь и циркуляционных расходов заносим в табл. 2.3.

С учетом вычисленных циркуляционных расходов выполняется окончательный гидравлический расчет подающих трубопроводов и заполняется вторая часть таблицы 2.2, при необходимости осуществляется корректировка диаметров теплопроводов.

Таблица 2.3

Расчет теплопотерь и циркуляционных расходов

Номер участка	Длина участка, м $l, м$	Диаметр трубы, мм $d_{tr}, мм$	Температура, °С		Δt	Потери тепла, кДж/ч		$\Sigma Q_{тп}, кДж/ч$	Циркуляционный расход, л/с $G_{цп}, л/с$	
			Воды, °С $t_{пер}$	Воздуха, °С t_0		Удельные, кг/ч g_i	1-й участок, кг/ч $g_{i,i}$			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

2.3.3. Гидравлический расчет трубопроводов в режиме циркуляции при полном отсутствии водоразбора

Расчет проводится аналогично расчету подающих теплопроводов. Потери давления (напора) на расчетных участках вычисляются по формуле (2.11) с использованием таблицы гидравлического расчета. При этом диаметры циркуляционных теплопроводов должны быть на 1-2 калибра меньше диаметров соответствующих участков подающих теплопроводов.

Результаты гидравлического расчета заносятся в табл. 2.4

Таблица 2.4

Гидравлический расчет циркуляционных теплопроводов

Номер участка	Циркул. расход, $G_{ц}$, л/с	Длина участка, l , м	Условн. диаметр, d_y , мм	Скорость, W , м/с	Потери давления		Коэф., K_m	Примечание
					удельн., R_l , Па/м	на учас., ΔP , Па		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Подающие трубопроводы								
Циркуляционные трубопроводы								

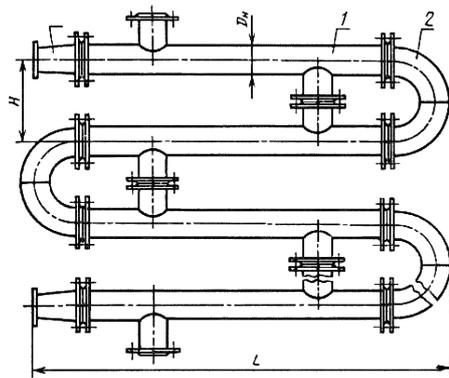
2.4. Подбор оборудования теплового пункта

При выполнении задания обучающемуся требуется произвести проектный расчет водоподогревателя системы горячего водоснабжения, подключенного к тепловой сети по соответствующей схеме (параллельная и предвключённая одноступенчатая схема, последовательная и смешанная двухступенчатая схема), подобрать счетчик расхода воды и циркуляционный насос.

2.4.1. Проектный расчет водоподогревательной установки

Целью проектного расчета теплообменного аппарата является определение площади поверхности водонагревателя. В системах горячего водоснабжения применяются скоростные (кожухотрубчатые, пластинчатые (рис. 2.6, рис. 2.7)) и емкостные теплообменные аппараты.

Рассмотрим расчет кожухотрубчатого подогревателя горячего водоснабжения, подключенного к тепловой сети по параллельной схеме.

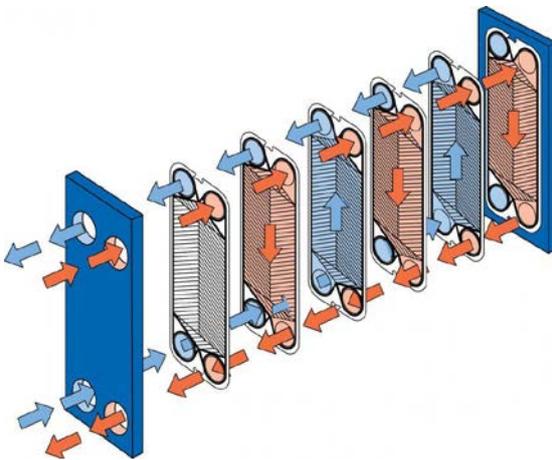


а)



б)

Рис. 2.6. Кожухотрубчатый подогреватель горячего водоснабжения:
а) схема; б) общий вид



а)



б)

Рис. 2.7. Пластинчатый подогреватель горячего водоснабжения:
а) схема; б) общий вид

Расчетный расход сетевой воды на горячее водоснабжение определяется по формуле

$$G_{p.zg} = \frac{3600Q_{p.zg}}{c(\tau_1''' - \tau_3''')}, \quad (2.16)$$

где $Q_{p.zg}$ — расчетная теплопроизводительность подогревателя горячего водоснабжения (принимается $Q_{p.zg} = Q_{zg}^M$ при отсутствии бака-аккумулятора, $Q_{p.zg} = Q_{zg}^{cp}$ при наличии бака-аккумулятора);

τ_1''' — температура сетевой воды в точке излома температурного графика, °С;

τ_3''' — температура сетевой воды на выходе из бойлера, °С;

$c = 4,19$ кДж/(кг·°С) — теплоемкость воды.

Расчетный расход водопроводной воды определяется по формуле

$$G_{p.гв} = \frac{3600Q_{p.гв}}{c(t_{гв} - t_{хз})}, \quad (2.17)$$

где $t_{гв}$ — температура горячей воды, °С (принимается 65 °С);

$t_{хз}$ — температура холодной воды в отопительный период, °С.

Скорость движения нагреваемой воды в трубах водонагревателя должна быть в пределах от 1 м/с до 2,5 м/с, скорость движения горячего теплоносителя в межтрубном пространстве не должна превышать 2 м/с.

Задаваясь скоростью воды в межтрубном пространстве определяется ориентировочная площадь сечения межтрубного пространства по формуле

$$f_m = \frac{G_{p.гв}}{3600v_m\rho}, \quad (2.18)$$

где v_m — скорость воды в межтрубном пространстве, м/с;

$\rho = 1000$ кг/м³ — плотность сетевой воды.

Далее из справочников (каталогов) выбирают водоподогреватель. Для выбранного типоразмера подогревателя определяют скорость нагреваемой воды в трубах и греющей воды в межтрубном пространстве по формулам

$$w_{mp} = \frac{G_{p.гв}}{3600v_{mp}\rho}, \quad (2.19)$$

$$w_m = \frac{G_{p.гв}}{3600v_m\rho}, \quad (2.20)$$

где v_{mp} — скорость воды в трубах, м/с.

Эквивалентный диаметр межтрубного пространства вычисляется по формуле

$$d_{эк} = \frac{D_g^2 - nd_n^2}{D_g + nd_n}, \quad (2.21)$$

где D_g , d_n — соответственно внутренний диаметр корпуса подогревателя и наружный диаметр трубок, мм;

n — число трубок.

Коэффициент теплоотдачи от сетевой воды к поверхности трубного пучка и от внутренних стенок трубок к водопроводной воде определяют по формуле

$$\alpha = (1630 + 21t - 0,041t^2) \frac{w^{0,8}}{d^{0,2}}, \quad (2.22)$$

где t — средняя температура теплоносителя, °С;

w — скорость теплоносителя, м/с;

d — внутренний или наружный диаметр трубки или эквивалентный гидравлический диаметр межтрубного пространства, м.

При вычисленных коэффициентах теплоотдачи определяется коэффициент теплопередачи по формуле

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (2.23)$$

где $\delta_{cm} = 0,001$ м — толщина стенки трубок;

$\lambda_{cm} = 85,5$ Вт/(м °С) — коэффициент теплопроводности латуни.

Среднелогарифмическая разность температур между греющим и нагреваемым теплоносителями определяется по формуле

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{m}}{2,3 \ln \Delta t_{\delta} / \Delta t_{m}}, \quad (2.24)$$

где Δt_{δ} — наибольший температурный напор, °С;

Δt_{m} — наименьший температурный напор, °С.

Требуемая площадь поверхности нагрева подогревателя определяется по формуле

$$F = \frac{Q_{p.zs}}{k \Delta t_{cp} \mu}, \quad (2.25)$$

где $\mu = 0,8$ — коэффициент, учитывающий ухудшение теплообмена вследствие накипеобразования на поверхности нагрева.

Количество секций в подогревателе вычисляется по формуле

$$Z = \frac{F}{f_c}, \quad (2.26)$$

где f_c — площадь нагрева одной секции.

Пример выполнения расчета кожухотрубчатого подогревателя горячего водоснабжения, подключенного к тепловой сети по предвключенной, смешанной и последовательной схеме показан в [6].

2.4.2. Подбор насосного оборудования

Для закрытых систем теплоснабжения требуемый напор H_{mp} , м.в.ст., в водопроводе перед системой горячего водоснабжения определяется по формуле

$$H_{mp} = \Delta H_{сч} + \Delta H_{вы} + \Delta H_{nmp} + \Delta H_z + \Delta H_{св}, \quad (2.27)$$

где $\Delta H_{сч}$ — потери напора в счетчике расхода, м.в.ст.;

$\Delta H_{вы}$ — потери напора в водоподогревательной установке, м.в.ст.;

ΔH_{nmp} — потери напора в подающих теплопроводах системы горячего водоснабжения, м.в.ст.;

ΔH_z — расстояние по вертикали от оси ввода водопровода до верхнего водоразборного прибора, м.в.ст.;

$\Delta H_{св}$ — свободный напор у водоразборных приборов, м.в.ст.

Для открытых систем теплоснабжения требуемый напор H_{mp} , м.в.ст., в обратном теплопроводе теплосети в точке отбора воды также находят из выражения (2.28) только $\Delta H_{вы}$ заменяют потерями напора в смесительном устройстве $\Delta H_{см}$. В этом случае ΔH_z есть геометрическая высота подъема воды от оси трубопровода обратной воды до верхнего водоразборного прибора.

Подбор счетчика расхода воды осуществляется по методике изложенной в [9].

Необходимый перепад давления, кПа, циркуляционного насоса определяется по формуле

$$\Delta P_{цн} = \Delta P_{пц} \left(\frac{xG + G_{ц}}{G_{ц}} \right)^2 + \Delta P_{цц}, \quad (2.28)$$

где $\Delta P_{пц}, \Delta P_{цц}$ — потери давления по подающим и циркуляционным трубопроводам дальнего кольца системы при отсутствии водоразбора, кПа;

G — расчетный расход горячей воды, л/с;

$G_{ц}$ — циркуляционный расход, л/с;

x — доля максимального водоразбора, принимается для систем горячего водоснабжения протяженностью до 60 м — 0,15, для систем протяженностью 100-150 м — 0,2 ... 0,3.

Производительность циркуляционного насоса определяют по формуле

$$G_{ци} = xG + G_{ц} . \quad (2.29)$$

Если напор на вводе водопровода H_{δ} меньше требуемого $H_{тр}$, циркуляционные насосы устанавливаются для циркуляции и подкачки (повысительно-циркуляционные). Расчетный напор повысительно-циркуляционного насоса равен недостающему напору на вводе $H_{нци} = H_{тр} - H_{\delta}$.

Производительность повысительно-циркуляционного насоса в этом случае будет равна сумме расчетного и циркуляционного расходов горячей воды $G_{нци} = G - G_{ц}$.

Подбор насоса по напору и производительности производится по справочным данным. Устанавливается не менее двух насос (рабочий и резервный).

2.5. Расчет и выбор бака-аккумулятора

Для сглаживания неравномерности потребления горячей воды применяются баки-аккумуляторы, тепловая мощность которых определяется графическим методом. Устанавливается не менее двух баком емкостью каждый 50 % от расчетной величины. Для систем горячего водоснабжения с верхней разводкой применяют прямоугольные баки, для нижней — цилиндрические [9].

Объем бака-аккумулятора определяется по формуле

$$V_{ак} = Q_{ак} \cdot 10^6 / (cg(t_{г} - t_{х})), \quad (2.30)$$

где $Q_{ак}$ — тепловая мощность аккумулятора, ГДж (определяется по графику на рис. 2.8);

$c = 4,19$ кДж/(кг °С) — теплоемкость воды;

$\rho = 1000$ кг/м³ — плотность воды;

$t_{г} = 65$ °С — температура горячей воды в баке-аккумуляторе;

$t_{х} = 5$ °С — температура холодной воды.

Интегральный график теплотребления строится по данным табл. 2.5.

Таблица 2.5

Интегральный расход теплоты в течение суток

Часы суток	%	Часовой расход тепла, кДж/ч	Интегральный расход тепла, ГДж
0-1	80	$Q_{0-1} = 0.8Q_{ГВ}^{CP}$	Q_{0-1}
1-6	4	$Q_{1-6} = 0.04Q_{ГВ}^{CP}$	$Q_{0-6} = Q_{0-1} + 5Q_{1-6}$
6-7	60	$Q_{6-7} = 0.6Q_{ГВ}^{CP}$	$Q_{0-7} = Q_{0-6} + 1Q_{6-7}$

7-9	100	$Q_{7-9} = 1.0Q_{GB}^{CP}$	$Q_{0-9} = Q_{0-7} + 2Q_{7-9}$
9-13	140	$Q_{9-13} = 1.4Q_{GB}^{CP}$	$Q_{0-13} = Q_{0-9} + 4Q_{9-13}$
13-16	80	$Q_{13-16} = 0.8Q_{GB}^{CP}$	$Q_{0-16} = Q_{0-13} + 3Q_{13-16}$
16-18	100	$Q_{16-18} = 1.0Q_{GB}^{CP}$	$Q_{0-18} = Q_{0-16} + 2Q_{16-18}$
18-20	120	$Q_{18-20} = 1.2Q_{GB}^{CP}$	$Q_{0-20} = Q_{0-18} + 2Q_{18-20}$
20-22	240	$Q_{20-22} = 2.4Q_{GB}^{CP}$	$Q_{0-22} = Q_{0-20} + 2Q_{20-22}$
22-23	200	$Q_{22-23} = 2.0Q_{GB}^{CP}$	$Q_{0-23} = Q_{0-22} + 1Q_{22-23}$
23-24	140	$Q_{23-24} = 1.4Q_{GB}^{CP}$	$Q_{0-24} = Q_{0-23} + 1Q_{23-24}$

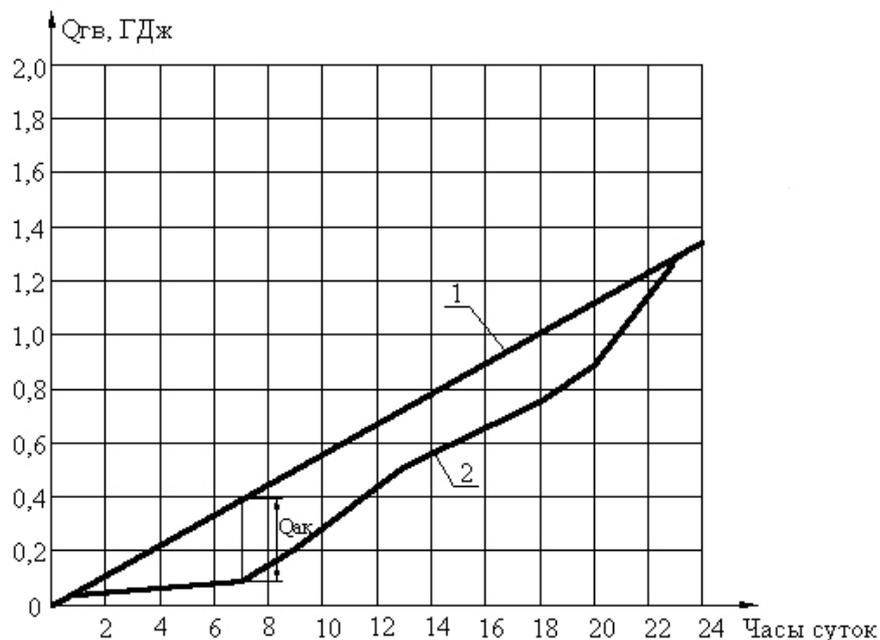


Рис. 2.8. Интегральный график теплотребления: 1 — интегральная линия подачи теплоты; 2 — интегральная линия потребления теплоты; $Q_{ак}$ — тепловая нагрузка бака-аккумулятора

3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ СОЛНЕЧНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Выбор варианта и состав работы

В рамках данного учебно-методического пособия в качестве альтернативных систем теплоснабжения рассматриваются гелиосистемы отопления и горячего водоснабжения. Подобные установки обладают рядом положительных качеств: безопасные, надежные, долговечные, экологичные, неприхотливые, сокращают потребление органического топлива и эмиссию вредных веществ в атмосферу.

Задание обучающимся определяется по двум последним цифрам зачетной книжки или выдается преподавателем; объем назначается видом работы (контрольная работа, курсовой проект (работа) и др.).

Текстовая часть (при выполнении курсового проекта (работы)) должна иметь задание, оглавление, введение, основной раздел (расчет валового, технического и экономического потенциала), краткие выводы и перечень использованной литературы.

Графическая часть (при выполнении курсового проекта (работы)): принципиальная схема системы солнечного теплоснабжения, конструктивные параметры гелиоустановки, диаграмма коэффициента замещения по месяцам года.

Исходные данные, необходимые для расчета, представлены в табл. 3.1.

Климатологические данные принимаются по СП 131.13330.2020.

3.1. Конструктивные особенности системы солнечного теплоснабжения



а)



б)

Рис. 3.1 Система солнечного теплоснабжения (горячего водоснабжения):
а) оборудование; б) общий вид

Таблица 3.1

Исходные данные необходимые для расчета

Номер варианта	Климатический район	Потребление горячей воды 55 °С на человека a , л/сут.	Количество потребителей m , чел.	Коэфф. замещения определить для i -го месяца	Произведение $F_R U_L$, Вт/(м ² К)	Производство $F_R(\tau a)_h$	Поправочный коэффициент, учитывая влияние теплотенника F'_R/F_R
1	г. Москва	70	2	Янв.	2,1	0,6	0,97
2	г. Волгоград	100	5	Февр.	2,4	0,7	0,96
3	г. Иваново	110	4	Март.	3,1	0,65	0,95
4	г. Краснодар	130	3	Апр.	3,4	0,4	0,94
5	г. Курск	80	6	Май.	4,1	0,6	0,93
6	г. Новороссийск	90	4	Июнь.	4,4	0,5	0,92
7	г. Пенза	110	7	Июль.	5,1	0,6	0,97
8	г. Ростов-на-Дону	115	3	Авг.	4,6	0,8	0,96
9	г. Воронеж	120	2	Сент.	4,4	0,67	0,95
10	г. Рязань	50	5	Окт.	3,6	0,57	0,94
11	г. Саратов	60	7	Нояб.	3,4	0,55	0,93
12	г. Тула	140	4	Дек.	2,8	0,45	0,92
13	г. Новосибирск	125	6	Янв.	2,4	0,33	0,97
14	г. Хабаровск	85	5	Февр.	4,2	0,75	0,96
15	г. Томск	65	2	Март.	4,3	0,65	0,95
16	г. Белгород	70	4	Апр.	3,2	0,88	0,94
17	г. Орел	100	7	Май.	3,3	0,55	0,93
18	г. Самара	125	8	Июнь.	4,5	0,7	0,92
19	г. Санкт-Петербург	75	3	Июль.	4,7	0,6	0,97
20	г. Пермь	130	5	Авг.	3,8	0,55	0,96

Гелиосистемы (системы солнечного теплоснабжения) классифицируются по следующим признакам:

- назначение — гелиосистемы горячего водоснабжения, отопления и теплоснабжения;
- время работы в течение года — сезонные и круглогодичные;
- степень охвата потребителя — индивидуальные, групповые, централизованные;
- время аккумуляции энергии — без аккумулятора, с краткосрочным и долгосрочным аккумуляцией;
- способ перемещения теплоносителя — с естественной и принудительной циркуляцией;
- количество используемых контуров — одноконтурные, двухконтурные и многоконтурные;
- наличие традиционного источника — с дублером и без дублера.

Основными элементами гелиосистемы являются: солнечный коллектор (рис. 3.2), аккумулятор, контролер, циркуляционный насос, автоматика, контрольно-измерительные приборы.

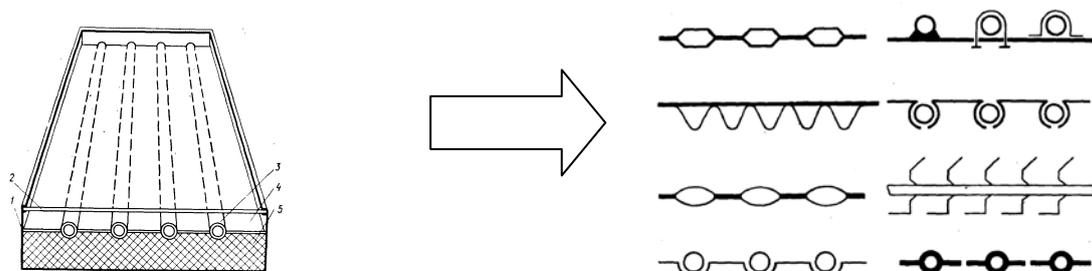


Рис. 3.2. Конструкция плоского солнечного коллектора:

- 1 — корпус; 2 — прозрачная изоляция; 3 — каналы для теплоносителя;
4 — поглощающая панель; 5 — тепловая изоляция

3.2. Определение доли тепловой нагрузки, обеспечиваемой за счет солнечной энергии

Рентабельность использования системы солнечного теплоснабжения будет определяться следующими критериями: валовый (поступление солнечной радиации на наклонную и горизонтальную поверхность), технический (коэффициент замещения), экономический потенциал (срок окупаемости). Ниже приводится алгоритм расчета первых двух критериев.

Расчет показателей Q_1 , Q_2 и коэффициента замещения

Коэффициент замещения f — доля тепловой нагрузки, обеспечиваемая за счет солнечной радиации. f определяется безразмерными комплексами Q_1 и Q_2 .

Показатели Q_1 и Q_2 имеют определённый физический смысл: Q_1 — отношение теплотерь солнечного коллектора при базисной температуре за месяц к теплотреблению абонента за месяц; Q_2 — отношение тепловой выработки солнечного коллектора за месяц к теплотреблению абонента за месяц.

Вычисление показателей Q_1 , Q_2 и коэффициента замещения может быть представлено в виде структурной схемы, представленной на рис. 3.3. Детальный расчет отражен в работе [14].

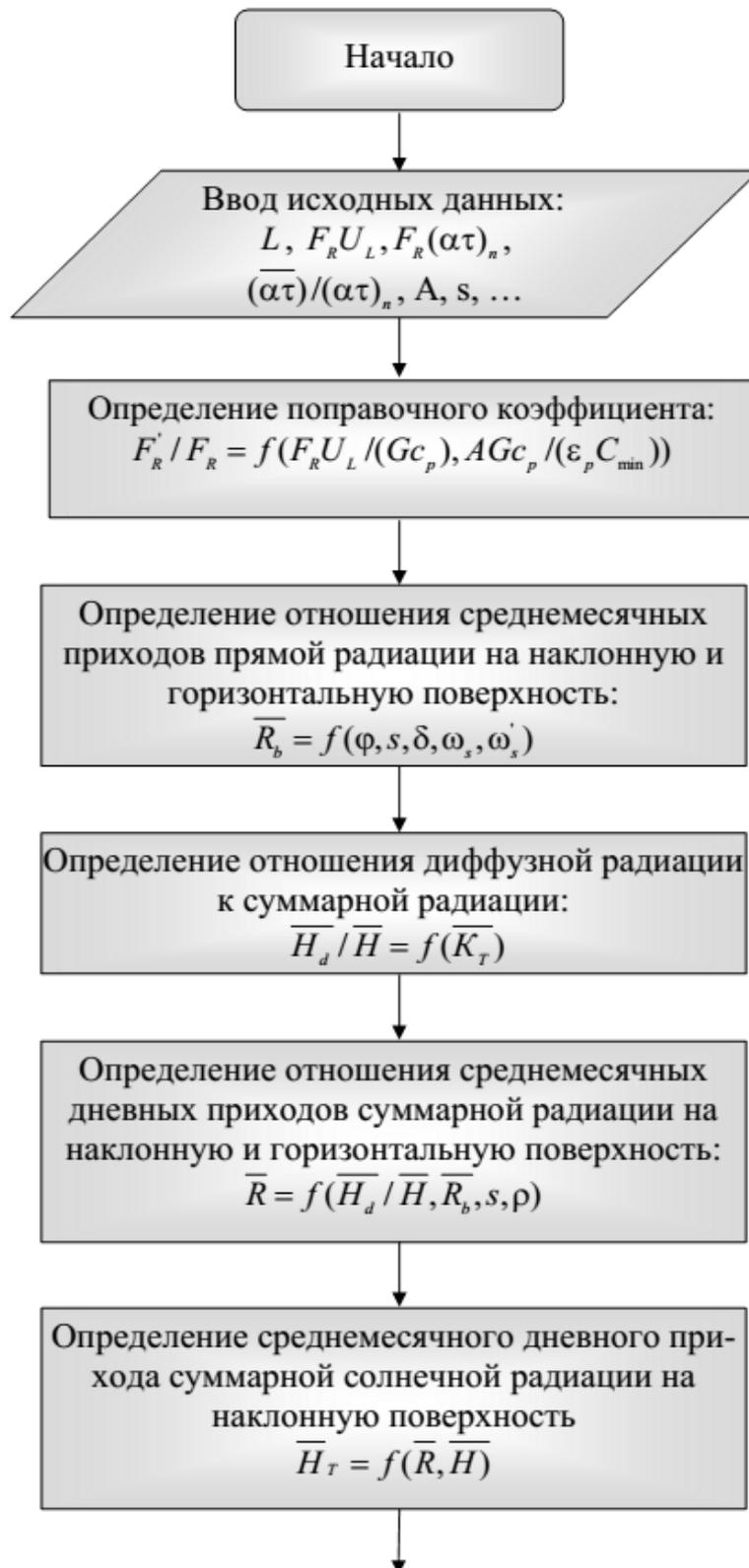


Рис. 3.3. Алгоритм расчета коэффициента f (начало)

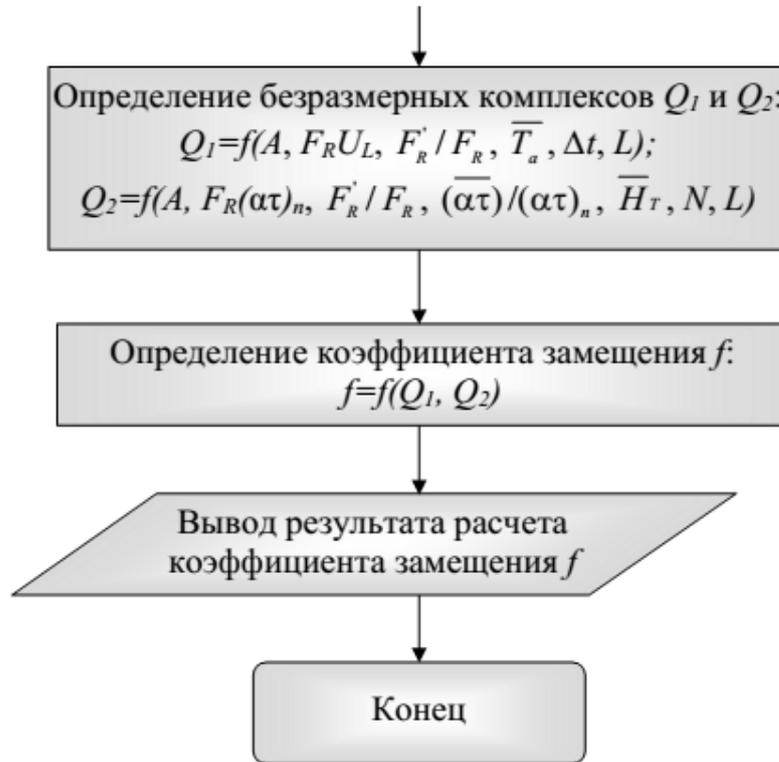


Рис. 3.3. Алгоритм расчета коэффициента f (конец)

В алгоритме используются следующие расчетные зависимости:

$$Q_1 = AF'_R U_L (T_{ref} - \bar{T}_a) \Delta t / L; \quad Q_2 = AF'_R (\bar{\tau}\alpha) \bar{H}_T N / L;$$

$$L = Q_{26}^i + Q_{om}^i; \quad Q_{26}^i = 24 \cdot n_i \cdot Q_{26}^{3um} + 24 \cdot n_i \cdot Q_{26}^{lem};$$

$$Q_{26}^{3um} = \frac{1,2cma(55 - t_{xg}^3)}{24 \cdot 3,6}; \quad Q_{26}^{lem} = Q_{26}^{3um} \cdot \frac{55 - t_{xg}^3}{55 - t_{xg}^3} \cdot \beta;$$

$$F'_R / F_R = [1 + (F_R U_L / (Gc_p))(AGc_p / (\varepsilon_c C_{min}) - 1)]^{-1}; \quad \bar{H}_T = \bar{R} \cdot \bar{H};$$

$$\bar{R} = \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}}\right) \bar{R}_b + \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \frac{1 + \cos s}{2} + \rho \frac{1 - \cos s}{2};$$

$$\bar{H}_d / \bar{H} = 1,39 - 4,03 \bar{K}_T + 5,53 \bar{K}_T^2 - 3,11 \bar{K}_T^3; \quad \bar{K}_T = \bar{H} / \bar{H}_o;$$

$$(\bar{\tau}\alpha) / (\tau\alpha)_n = (1 - \bar{H}_d / \bar{H})(\bar{R}_b / \bar{R})(\tau\alpha)_b / (\tau\alpha)_n + (\bar{H}_d / \bar{H})(1 / \bar{R}) \times$$

$$\times [(1 + \cos s) / 2](\tau\alpha)_d / (\tau\alpha)_n + \rho(1 / \bar{R})[(1 - \cos s) / 2](\tau\alpha)_r / (\tau\alpha)_n;$$

$$f = 1,029Q_2 - 0,065Q_1 - 0,245Q_2^2 + 0,0018Q_1^2 + 0,0215Q_2^3.$$

4. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Выбор варианта и состав работы

Вариант индивидуального задания выдается преподавателем; объем определяется видом работы (контрольная работа, курсовой проект (работа) и др.).

Текстовая часть (при выполнении курсового проекта (работы)) должна иметь задание, оглавление, введение, основной раздел (определение капитальных и эксплуатационных затрат, дисконтированных затрат, срока окупаемости), краткие выводы и перечень использованной литературы.

Графическая часть (при выполнении курсового проекта (работы)): принципиальные схемы сравниваемых систем теплоснабжения, технико-экономические показатели.

4.1. Параметры оценки эффективности инвестиций

Выбор оптимального варианта (надежного, простого и неприхотливого в эксплуатации, с минимальными затратами за расчетный период) системы теплоснабжения здания должен опираться на технико-экономическое обоснование. Для этого формируется список сопоставимых конструктивных решений системы теплоснабжения для которых определяются экономические критерии (чистый дисконтированный доход ЧДД, дисконтированные затраты ДЗ, внутренняя норма доходности ВНД, индекс доходности ИН, ПЗ приведенные затраты, срок окупаемости Ток). Расчет экономических показателей производится за период, по истечению которого энергоустановка подлежит утилизации (горизонт расчета). Горизонт расчета разбивается на шаги расчета (год, квартал, месяц).

Технические показатели традиционной и альтернативной систем теплоснабжения представляются в виде диаграмм рис. 4.1.

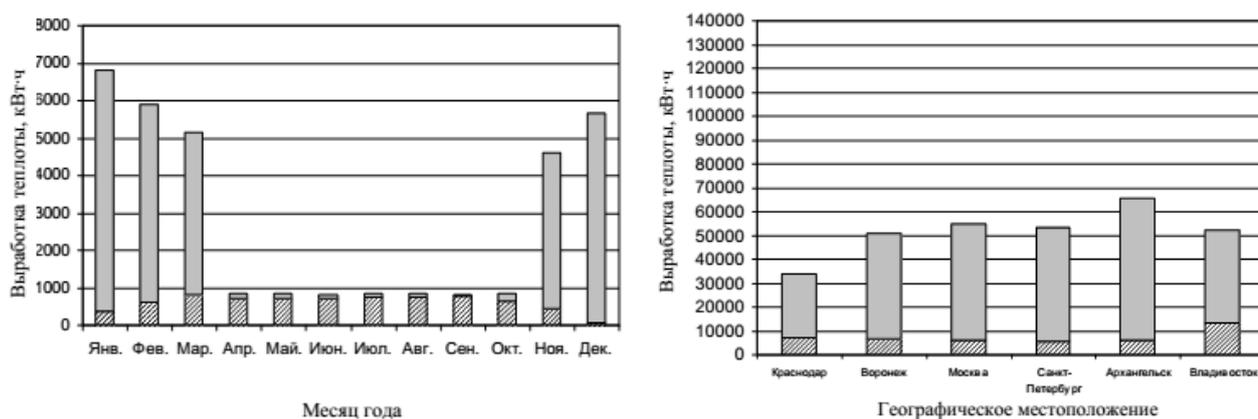


Рис. 4.1. Выработка тепловой энергии традиционной и солнечной системой теплоснабжения по месяцам и за год

Перечисленные экономические критерии определяются в соответствии с зависимостями, представленными на рис. 4.2.

$$\text{ЧДД} = \mathcal{E}_{\text{нм}} = \sum_{t=0}^T \frac{R_t - Z_t}{(1 + E)^t}$$

R_t - суммарные результаты (выгоды или доходы), достигаемые на шаге расчета t ;

Z_t - затраты, осуществляемые на шаге расчета t ; E - норма дисконта;

T - горизонт расчета; $a_t = \frac{1}{(1 + E)^t}$ - коэффициент дисконтирования

$$\text{ДЗ} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 + E)^t} + \sum_{t=0}^T \frac{Z_t'}{(1 + E)^t}$$

K_t - капитальные вложения на шаге t ;

Z_t' - затраты на шаге t без учета капитальных вложений; E - норма дисконта

T - горизонт расчета

$$\sum_{t=0}^T \frac{R_t - Z_t'}{(1 + r)^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 + r)^t}$$

R_t - суммарные результаты (выгоды или доходы), достигаемые на шаге расчета t ;

Z_t' - затраты на шаге t без учета капитальных вложений;

K_t - капитальные вложения на шаге t ; E - норма дисконта;

T - горизонт расчета

$$\text{ИД} = \frac{\sum_t R_t (1 + E)^t}{\sum_t Z_t (1 + E)^t}$$

R_t - суммарные результаты (выгоды или доходы), достигаемые на шаге расчета t ;

Z_t - затраты, осуществляемые на шаге расчета t ; E - норма дисконта;

T - горизонт расчета

$$T_{\text{ок}} = t - \frac{\text{ЧДД}_t}{\text{ЧДД}_{(t+1)} - \text{ЧДД}_t}; T_{\text{ок}} = t + \frac{\text{ДЗ}_{\text{II}t} - \text{ДЗ}_{\text{I}t}}{\text{ДЗ}_{\text{I}(t+1)} - \text{ДЗ}_{\text{I}t} - \text{ДЗ}_{\text{II}(t+1)} + \text{ДЗ}_{\text{II}t}}$$

$\text{ЧДД}_t < 0$ - чистый дисконтированный доход за период от нулевого года до года t
 $\text{ЧДД}_{(t+1)} > 0$ - чистый дисконтированный доход за период от нулевого года до года $(t+1)$
 $t < T_{\text{ок}} < (t+1)$;

$\text{ДЗ}_{\text{I}t} > \text{ДЗ}_{\text{II}t}$ за период от нулевого года до года t ;

$\text{ДЗ}_{\text{I}(t+1)} < \text{ДЗ}_{\text{II}(t+1)}$ за период от нулевого года до года $(t+1)$

Рис. 4.2. Экономические критерии оценки эффективности инвестиций

Обучающимся оценка рентабельности альтернативных вариантов тепло-снабжения здания может быть выполнена в соответствии с рис. 4.3 и табл.



Рис. 4.3. Общая схема расчета и выбора системы теплоснабжения здания

Таблица 4.1

Использование основных критериев
для оценки эффективности инвестиций в проект

Наименование критерия	Значение критерия	Эффективность инвестиционного проекта	Примечание
<i>ЧДД - сумма эффектов за весь расчетный период, приведенная к начальному шагу</i>	$ЧДД > 0$	Инвестиционный проект признают эффективным	Чем выше значение <i>ЧДД</i> , тем эффективней проект
<i>ДЗ - сумма затрат за весь расчетный период, приведенная к начальному шагу</i>	$ДЗ_I > ДЗ_{II}$	Проекты, характеризующиеся более низкими <i>ДЗ</i> , эффективнее, чем проекты с большими значениями <i>ЧДЗ</i>	$ДЗ_I, ДЗ_{II}$ - чистые дисконтированные затраты в первый и второй инвестиционный проект
<i>ВНД - неизвестная норма доходности, при которой чистый дисконтированный доход равен нулю</i>	$ВНД < K_{тр}$	Инвестиционный проект признают эффективным	$K_{тр}$ – требуемая инвестором норма дохода на капитал
<i>ИД - отношение дисконтированных результатов к дисконтированным затратам</i>	$ИД > 1$	Инвестиционный проект признают эффективным	Проекты, характеризующиеся более высоким <i>ИД</i> , эффективнее, чем проекты с меньшим значением <i>ИД</i> .
<i>$T_{ок}$ - минимальный временной интервал (от начала осуществления проекта) по истечении которого результаты проекта превосходят первоначальные капитальные вложения</i>	$T_{ок} < T_{ок.доп}$	Инвестиционный проект признают эффективным	При сравнении альтернативных проектов по критерию срока окупаемости отбирается проект с самым коротким сроком окупаемости или проект, укладывающийся в допустимый для инвестора срок окупаемости $T_{ок.доп}$.

Фактически, целесообразность использования той или иной системы теплоснабжения будет определяться количеством энергии, сэкономленной в течение всего расчетного периода времени.

4.2. Структура расходов на выработку теплоты

Суммарные затраты (капитальные, эксплуатационные и др.) на генерацию тепловой энергии на нужды отопления и горячего водоснабжения зданий и сооружений можно определить по формуле [7]

$$Z_{\text{общ}} = Z_{\text{кап}} + Z_{\text{экс}} + Z_{\text{топ}} + Z_{\text{рем}} + Z_{\text{соц}} - Z_{\text{ост}}, \quad (4.1)$$

где $Z_{\text{кап}}$ — капитальные затраты;

$Z_{\text{экс}}$ — эксплуатационные затраты;

$Z_{\text{топ}}$ — расходы на топливо;

$Z_{\text{рем}}$ — затраты на текущий и капитальный ремонт системы теплоснабжения;

$Z_{\text{соц}}$ — затраты на снижение вредных выбросов в атмосферу, социальные издержки;

$Z_{\text{ост}}$ — остаточная стоимость теплогенерирующей установки в конце расчетного периода.

Капитальные затраты с учетом доставки и строительно-монтажных работ при собственном финансировании определяются по формуле

$$Z_{\text{кап}} = Z_{\text{об}} + Z_{\text{дост}} + Z_{\text{уст}}, \quad (4.2)$$

где $Z_{\text{об}}$ — затраты на теплогенерирующую установку;

$Z_{\text{дост}}$ — затраты на доставку основного и вспомогательного оборудования системы теплоснабжения;

$Z_{\text{уст}}$ — затраты на строительно-монтажные работы.

Эксплуатационные затраты зависят от мощности и уровня загрузки системы теплоснабжения и могут быть определены по формуле

$$Z_{\text{экс}} = S_{\text{экс.осн}} + S_{\text{экс.пр}} + S_{\text{экс.аб}}, \quad (4.3)$$

где $S_{\text{экс.осн}}$ — затраты на эксплуатацию оборудования традиционной системы теплоснабжения (дублера);

$S_{\text{экс.пр}}$ — затраты на эксплуатацию оборудования альтернативной системы теплоснабжения (солнечный коллектор гелиосистемы);

$S_{\text{экс.аб}}$ — затраты на эксплуатацию бака-аккумулятора альтернативной системы теплоснабжения.

Затраты на органическое топливо с учетом доставки и хранения вычисляются по формуле

$$Z_{\text{топ}} = B_{\text{топ}} C_{\text{топ}}, \quad (4.4)$$

где $B_{\text{топ}}$ — расход органического топлива за годовой период;

$C_{\text{топ}}$ — стоимость органического топлива и транспортировки.

Затраты на текущий и капитальный ремонт (замену) основного и вспомогательного оборудования традиционной и альтернативной систем теплоснабжения определяются по формуле

$$Z_{\text{рем}} = S_{\text{рем.осн}} + S_{\text{рем.пр}} + S_{\text{рем.аб}}, \quad (4.5)$$

где $S_{\text{рем.осн}}$ — расходы на ремонт или замену основных компонентов систем;

$S_{\text{рем.пр}}$ — расходы на ремонт или замену преобразователей энергии;

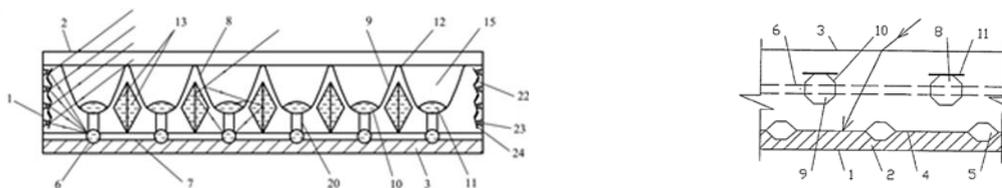
$S_{\text{рем.аб}}$ — расходы на ремонт или замену бака-аккумулятора.

Затраты на защиту окружающей среды от вредных выброс, образующихся при сжигании органического топлива, а также на социальные издержки при рассмотрении автономных систем теплоснабжения минимальные (или нулевые) и могут не учитываться.

Остаточная стоимость теплогенерирующей установки определяется как разность стоимости нового энергогенератора и затрат на его восстановление в конце расчетного периода. Если технический срок эксплуатации и расчетный экономический период совпадают, то остаточную стоимость не принимают во внимание.

Рассмотренные выше затраты можно определить в долях от стоимости основного и вспомогательного оборудования системы теплоснабжения.

Для повышения инвестиционной привлекательности альтернативной (солнечной) системы теплоснабжения и снижения срока окупаемости разрабатываются новые конструкции солнечных коллекторов, в которых снижаются теплопотери, повышается производительность, осуществляется комбинированная выработка тепловой и электрической энергии (см. рис. 4.4).



Конструктивные элементы	
1	Корпус
2	Светопрозрачное покрытие
3	Тепловая изоляция
6	Поглощающая труба
7	Поглощающая пластина
8	Параболический отражатель
9	Гофрированная панель
10	Вогнутая часть гофрированной панели
11	Жидкостная линза
12	Гофра
13	Жидкостной призматический отражатель
15	Распределительная труба
20	Перепускной патрубков
22	Полимерная пленка
23	Шарнирное закрепление
24	Пластинчатый отражатель

а)

Конструктивные элементы	
1	Корпус
2	Теплоизоляционный материал
3	Прозрачное ограждение
4	Абсорбер
5	Продольные металлические трубки
6	Металлическая сетка
8	Полимерные трубки
9	Металлическая сетка
10	Продольный сегмент
11	Фотоэлектрический элемент

б)

Рис. 4.4. Солнечный тепловой коллектор: а) выработка тепловой энергии; б) выработка тепловой и электрической энергии

5. РЕГУЛИРОВАНИЕ И КОНТРОЛЬ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Выбор варианта и состав работы

Задание обучающимся определяется по двум последним цифрам зачетной книжки или выдается преподавателем; объем назначается видом работы (контрольная работа, курсовой проект (работа) и др.).

Текстовая часть (при выполнении курсового проекта (работы)) должна иметь задание, оглавление, введение, основной раздел (обоснование применения автоматизации в системах теплогаснабжения и вентиляции; составление задания на проектирование системы автоматизации; состав проектной документации; разработка (чтение) функциональной схемы автоматического контроля и управления; расчет и подбор приборов контроля и управления), краткие выводы и перечень использованной литературы.

Графическая часть (при выполнении курсового проекта (работы)): технологическая, структурная и функциональная схемы.

Работа служат для формирования навыка выполнения, чтения структурных и функциональных схем автоматизации основных и вспомогательных технологических процессов (теплоснабжение).

Таблица 5.1

Исходные данные необходимые для расчета

№ варианта	Объект автоматизации	Перечень контролируемых и регулируемых параметров	Данные необходимые для расчета регулирующих устройств	Детальная разработка
1, 11	Теплогенераторная автомастерской	ПДК по СО и СН ₄ ; давление газа на вводе; давление газа перед котлом; расход газа	Регулятор давления – Р _{вх} = 0,477 МПа; Р _{вых} = 0,103 МПа; Q = 210 м ³ /ч; электромагнитный клапан	Электромагнитный клапан
2, 12	Спортивный комплекс	Учет количества потребляемой теплоты; регулирование перепада давления на вводе ТС; регулирование температуры горячей воды в системе ГВ; регулирование температуры теплоносителя СО в зависимости от температуры наружного воздуха	Тепловой счетчик – Q = 350 кВт; автоматический балансировочный клапан ASV – G = 2 м ³ /ч; ΔP _{ст} = 30 кПа; диаметр стояка D _y = 20 мм	Автоматический балансировочный клапан
3, 13	Водогрейная котельная	ПДК по СО и СН ₄ ; давление газа на вводе; давление газа перед котлом; расход газа	Регулятор давления - Р _{вх} = 0,270 МПа; Р _{вых} = 0,105 МПа; Q = 300 м ³ /ч; счетчик газа – G = 11,2 м ³ /ч	Счетчик газа
4, 14	Индивидуальный тепловой пункт школы	Учет количества потребляемой теплоты; регулирование перепада давления на вводе ТС; регулирование температуры горячей воды в системе ГВ; регулирование температуры теплоносителя СО в зависимости от температуры наружного воздуха	Тепловой счетчик – Q = 150 кВт; регулятор давления газа - Р _{вх} = 0,450 МПа; Р _{вых} = 0,104 МПа; Q = 450 м ³ /ч.	Регулятор давления газа
5, 15	Котельная торгового центра	ПДК по СО и СН ₄ ; давление газа на вводе; давление газа перед котлом; расход газа	Регулятор давления - Р _{вх} = 0,250 МПа; Р _{вых} = 0,102 МПа; Q = 150 м ³ /ч; счетчик газа – G = 44,8 м ³ /ч	Электромагнитный клапан

6, 16	Индивидуальный тепловой пункт детсада	Учет количества потребляемой теплоты; регулирование перепада давления на вводе ТС; регулирование температуры горячей воды в системе ГВ; регулирование температуры теплоносителя СО в зависимости от температуры наружного воздуха	Тепловой счетчик – $Q = 230$ кВт; регулятор давления газа - $P_{вх} = 0,350$ МПа; $P_{вых} = 0,104$ МПа; $Q = 650$ м ³ /ч	Автоматический балансировочный клапан ASV
7, 17	Котельная административно-бытового комплекса	ПДК по СО и СН ₄ ; давление газа на вводе; давление газа перед котлом; расход газа	Автоматический балансировочный клапан ASV - $G = 3,5$ м ³ /ч; $\Delta P_{ст} = 15$ кПа; диаметр стояка $Dу = 25$ мм; счетчик газа – $G = 56,0$ м ³ /ч.	Электромагнитный клапан
8, 18	Индивидуальный тепловой пункт гостиницы	Учет количества потребляемой теплоты; регулирование перепада давления на вводе ТС; регулирование температуры горячей воды в системе ГВ; регулирование температуры теплоносителя СО в зависимости от температуры наружного воздуха	Тепловой счетчик – $Q = 230$ кВт; регулятор давления газа - $P_{вх} = 0,485$ МПа; $P_{вых} = 0,105$ МПа; $Q = 180$ м ³ /ч	Тепловой счетчик
9, 19	Котельная производственного цеха	ПДК по СО и СН ₄ ; давление газа на вводе; давление газа перед котлом; расход газа	Автоматический балансировочный клапан ASV - $G = 1,5$ м ³ /ч; $\Delta P_{ст} = 30$ кПа; диаметр стояка $Dу = 15$ мм; счетчик газа – $G = 25,0$ м ³ /ч	Счетчик газа
10, 20	Индивидуальный тепловой пункт жилого дома	Учет количества потребляемой теплоты; регулирование перепада давления на вводе ТС; регулирование температуры горячей воды в системе ГВ; регулиро-	Тепловой счетчик – $Q = 120$ кВт; автоматический балансировочный клапан ASV - $G = 4,5$ м ³ /ч; $\Delta P_{ст} = 35$ кПа; диаметр стояка $Dу = 25$ мм	Автоматический балансировочный клапан ASV

		вание температуры теплоносителя СО в зависимости от температуры наружного воздуха		
--	--	---	--	--

Примечание: технологические схемы с характеристиками оборудования и коммуникаций; перечни контролируемых и регулируемых параметров; чертежи помещений и технологического оборудования; техническая документация по типовым проектам и решениям и др. выдаются преподавателем.

5.1. Классификация автоматических систем

Автоматизация технологических процессов является одним из решающих факторов повышения производительности и улучшения условий труда. Все существующие и строящиеся промышленные, общественные и сельскохозяйственные объекты в той или иной степени оснащаются средствами автоматизации.

По функциональному назначению автоматические системы делаются на:

- системы автоматического контроля и сигнализации;
- системы дистанционного управления и телеуправления;
- системы автоматического регулирования, управления и защиты.

Основными документами, входящими в состав проектной документации по автоматизации систем теплоснабжения, являются структурная и функциональная схемы.

Структурная схема отражает укрупненные решения по автоматизации технологического процесса. Компоненты системы показываются в упрощенном виде (например, используются прямоугольники) с указанием направления передачи сигнала. Структурные схемы перечисленных выше автоматических систем показаны на рис. 5.1-5.3.

Системы автоматического контроля (сигнализации)
*предназначена для измерения и регистрации параметров технологического процесса
и состоит из объекта, датчика, измерительного устройства и указателя*
*(предназначена для извещения персонала о выходе значения технологического параметра за
границы установленного диапазона)*

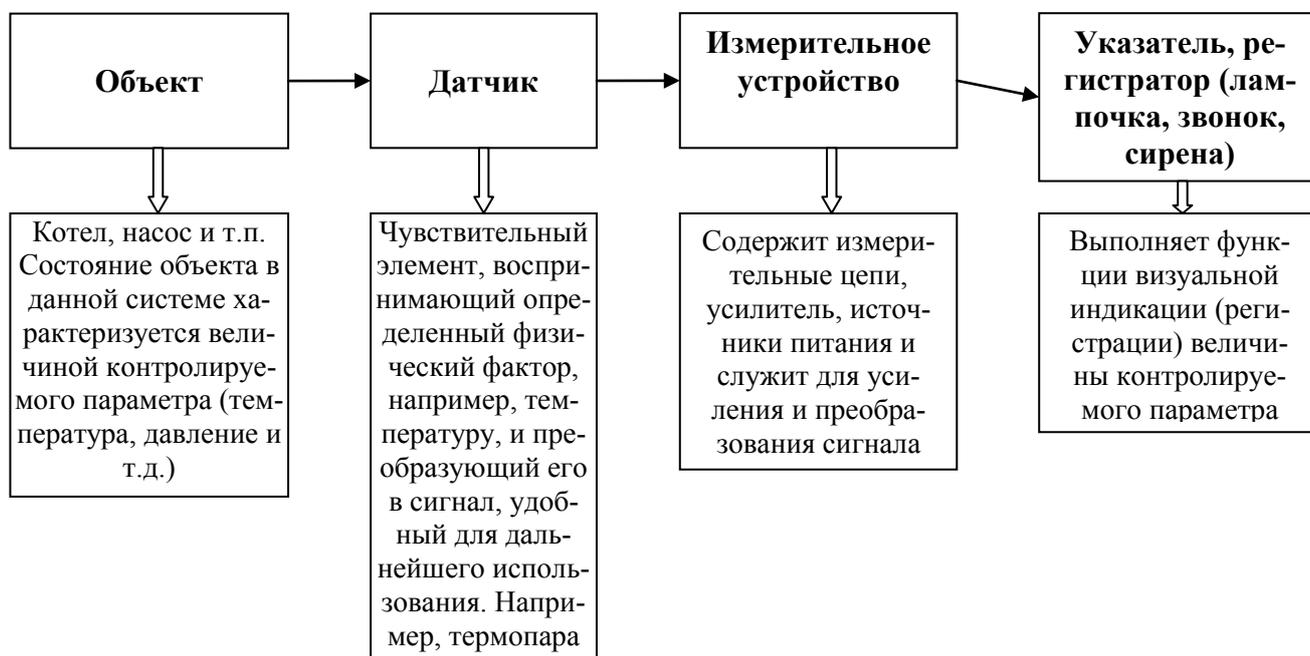


Рис. 5.1. Структурная схема системы автоматического контроля (сигнализации) [21]

Пример: измерение температуры технологических сред (дымовые газы, вода, пар) теплогенерирующей установки. Датчик температуры контактирует с теплоносителем, является первичным прибором и передает сигнал на вторичный прибор (измерительное устройство-указатель).

Системы автоматического контроля (сигнализации) причисляются к разомкнутым системам, в которых сигнал поступает от объекта к оператору.

Системы дистанционного управления (телеуправления)

*предназначена для дистанционного воздействия на объект,
например, включение-отключение, открывание-закрывание
(по одной линии связи (или каналу связи) может передаваться
большое число команд управления)*



Рис. 5.2. Структурная схема системы дистанционного управления (телеуправления) [21]

Пример: включением и выключением насоса, расположенного на некотором расстоянии от оператора.

Системы дистанционного управления (телеуправления) причисляются к разомкнутым системам, в которых сигнал передается от оператора к объекту.



Рис. 5.3. Структурная схема системы автоматического регулирования [21]

Системы логико-программного управления, как и система автоматического регулирования, имеют замкнутую структуру. Назначение системы заключается в выполнении программы изменения состояния объекта в соответствии с заданной последовательностью рабочих операций. При этом переход от одной операции к другой может логически увязываться с состоянием объекта.

Системы защиты и блокировки предназначены для предотвращения нештатных и аварийных ситуаций на объекте. Система аварийной защиты отключает агрегат при возникновении аварийной ситуации. Запретно-разрешающая блокировка устраняет возможность неправильных или несвоевременных включений и отключений устройств и механизмов.

5.2. Функциональная схема автоматизации систем теплогазоснабжения и вентиляции

Функциональные схемы являются основным техническим документом, определяющим функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащение объекта управления приборами и средствами автоматизации.

К числу основных задач при выполнении функциональной схемы относятся: получение первичной информации о состоянии технологического процесса и оборудования; непосредственное воздействие на технологический процесс для управления им; стабилизация и управление технологическими параметрами; контроль и регистрация параметров технологического процесса и состояния технологического оборудования.

На функциональной схеме условными обозначениями показывают: технологическое оборудование; исполнительные устройства; коммуникации; органы управления; технические средства автоматизации с указанием связи между технологическим оборудованием и элементами автоматики, а также связей между отдельными элементами технических средств автоматизации.

Сложные технологические системы рекомендуется разделять на отдельные технологические узлы и выполнять для них отдельные функциональные схемы.

Функциональную схему изображают в соответствии со схемой, принятой в технологической части проекта.

Технологическое оборудование и коммуникации изображаются на схеме упрощенно, без вспомогательных трубопроводов и аппаратов; показывается только та регулирующая и запорная арматура, которая непосредственно участвует в контроле и управлении технологическим процессом. Внутренние детали и элементы частей оборудования показывают в случае их механического соединения с приборами и средствами автоматизации. Возле изображения технологического оборудования указывают поясняющие надписи. Направление движения потоков жидкости или газа показывают стрелками [22].

Ниже приводится структура размещения зон функциональной схемы автоматического контроля и управления (рис. 5.4).

Выполненная таким образом функциональная схема должна давать ясное представление о принципе ее работы и взаимодействии с техническими средствами автоматизации.

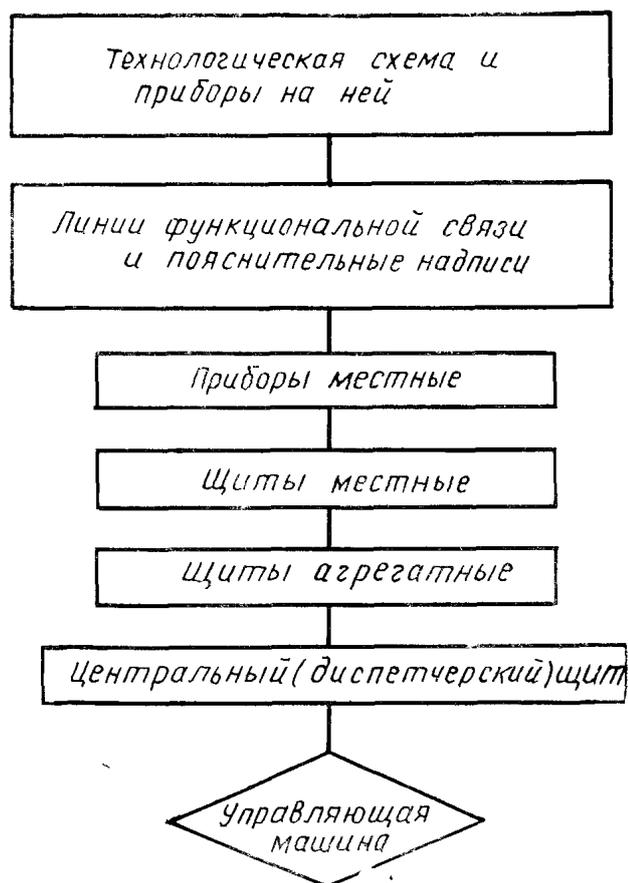


Рис. 5.4. Структура размещения зон функциональной схемы автоматического контроля и управления [22]

Функциональная схема является основанием для составления заявочной спецификации на приобретение приборов и средств автоматизации.

Приборы и средства автоматизации показывают условными обозначениями. Эта система обозначений основывается на функциональных признаках, выполняемых приборами.

Графические условные обозначения приборов и средств автоматизации в соответствии с ГОСТ 21.208-2013, ГОСТ 2.721-74 приведены в табл. 5.2-5.4.

Таблица 5.2
Условные обозначения приборов и средств автоматизации [24]

№ п /п	Наименование		Обозначение
1	Прибор, устанавливаемый по месту	основное обозначение	
		допускаемое обозначение	
2	Прибор, устанавливаемый на щите	основное обозначение	
		допускаемое обозначение	

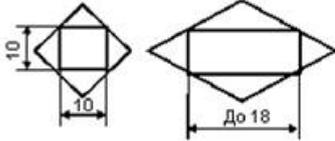
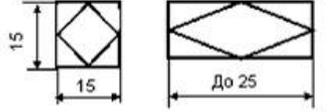
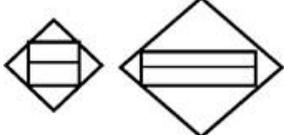
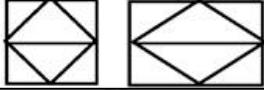
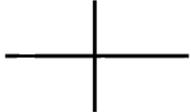
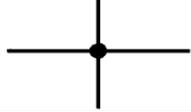
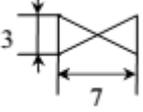
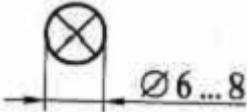
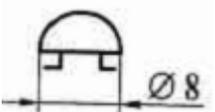
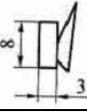
3	Функциональные блоки цифровой техники (контроллер, системный блок, устройство сопряжения и др.)		 Размеры по усмотрению разработчика, применительно к удобству оформления схемы
4	Прибор, устройство ПАЗ (система противоаварийной автоматической защиты), установленный вне щита	основное обозначение	
		допускаемое обозначение	
5	Прибор (устройство) ПАЗ, установленный на щите	основное обозначение	
		допускаемое обозначение	
6	Исполнительный механизм		
7	Линия функциональной связи		
8	Исполнительный механизм с дополнительным ручным приводом		
9	Пересечение линий связи без соединения друг с другом		
10	Пересечение линий связи с соединением между собой		
11	Регулирующий орган		
12	Сигнальная лампа с арматурой		
13	Звонок громкого боя		
14	Сирена		

Таблица 5.3

Буквенные условные обозначения измеряемых параметров [24]

№ п /п	Обозначение	Основное обозначение измеряемой величины	Дополнительное обозначение, уточняющее измеряемую величину
1	A	Анализ Величина, характеризующая качество: состав, концентрация, детектор дыма и т. п.	-
2	B	Пламя, горение	-
3	D	Плотность	Разность, перепад
4	E	Напряжение	-
5	F	Расход	Соотношение, доля, дробь
6	H	Ручное воздействие	-
7	I	Ток	-
8	J	Мощность	Автоматическое переключение, обегание
9	K	Время, временная программа	-
10	L	Уровень	-
11	M	Влажность	-
12	P	Давление, вакуум	-
13	Q	Количество	Интегрирование, суммирование по времени
14	R	Радиоактивность	-
15	S	Скорость, частота	Самосрабатывающее устройство безопасности
16	T	Температура	-
17	U	Несколько разнородных измеряемых величин	-
18	V	Вибрация	-
19	W	Вес, сила, масса	-
20	Y	Событие, состояние	-
21	Z	Размер, положение, перемещение	Система инструментальной безопасности, ПАЗ

Таблица 5.4

Буквенные условные обозначения функциональных признаков приборов [24]

№ п /п	Обозначение	Отображение информации	Формирование выходного сигнала	Дополнительное значение
1	A	Сигнализация	-	-
2	C	-	Автоматическое регулирование, управление	-
3	D	-	-	Величина отклонения от заданной измеряемой величины

4	E	-	Чувствительный элемент	-
5	G	Первичный показывающий прибор	-	-
6	H	-	-	Верхний предел измеряемой величины
7	I	Вторичный показывающий прибор	-	-
8	K	-	Станция управления	-
9	L	-	-	Нижний предел измеряемой величины
10	M	-	-	Величина или среднее положение (между верхним H и нижним L)
11	R	Регистрация	-	-
12	S	-	Включение, отключение, переключение, блокировка	-
13	T	-	Преобразование	-
14	X	Вспомогательные компьютерные устройства	-	-
15	Y	-	Вспомогательное вычислительное устройство	-

Функциональные признаки (если их несколько в одном приборе) располагаются в определенном порядке: I, R, C, S, A.

Методика построения графических условных обозначений показана на примере, приведенном на рис. 5.5.

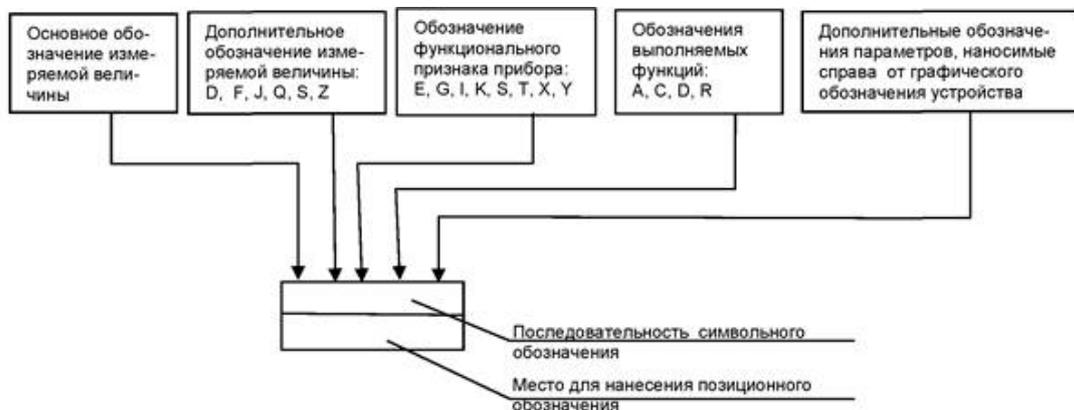


Рис. 5.5. Принцип построения условного обозначения прибора [24]

Пример условных обозначений показан в ГОСТ [24].

Функциональные связи технических средств автоматизации между собой и с технологическим оборудованием показывают на схемах сплошными тонкими линиями – линиями связи. Подвод линий связи к графическому изображению возможен в любой точке.

Расположение всех элементов схемы и связей должно быть таким, чтобы достигалась наибольшая простота и ясность схемы.

Пример выполнения функциональной схемы автоматизации котельной установки показан на рис. 5.6.

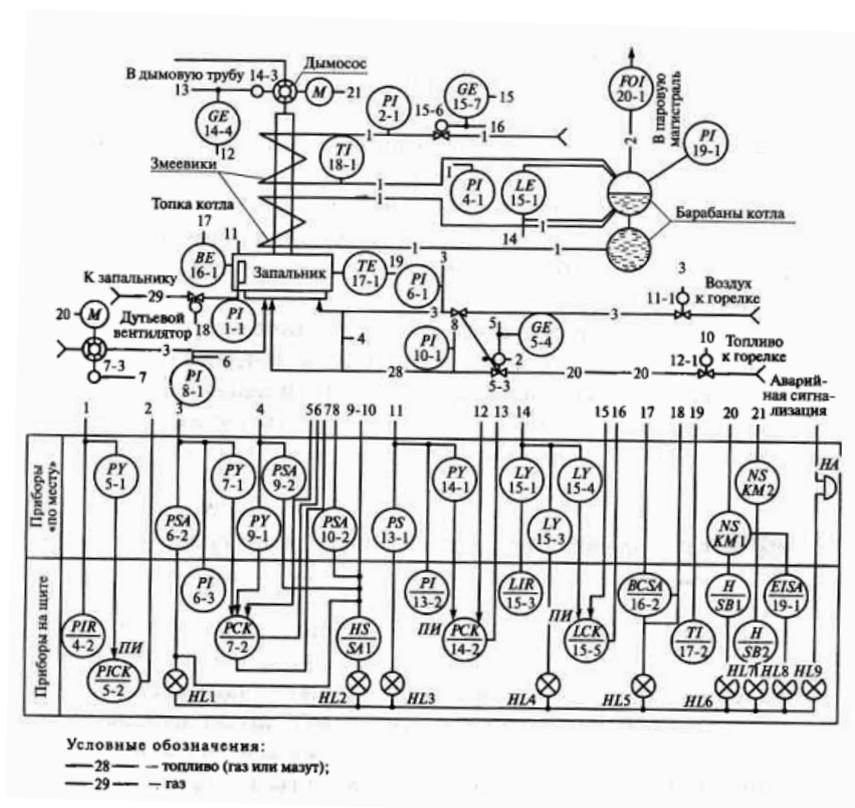


Рис. 5.6. Функциональная схема автоматизации котельной установки [23]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящее учебно-методическое пособие признано оказать помощь студентам в изучении профильных дисциплины по направлениям 08.03.01 «Строительство» и 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника», а также по направлениям магистерской подготовки 08.04.01 «Строительство» и 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» и обеспечить методологическое руководство при выполнении курсовой работы (проекта) в части проектирования традиционных и альтернативных систем теплоснабжения.

Используя материалы пособия, студенты смогут самостоятельно принимать рациональные решения при разработке тепловых сетей, систем горячего водоснабжения, гелиоустановок, автоматических систем. Автоматизация систем теплоснабжения способствует рациональному использованию энергоресурсов и облегчению труда обслуживающего персонала.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СП 131.13330.2020 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология». — М.: Стандартинформ, 2021. — 146 с.
2. СП 60.13330.2020 «СНиП 41-01-2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование». — М.: Стандартинформ, 2021. — 150 с.
3. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003». — М.: Минрегион России, 2012 — 75 с.
4. СП 30.13330.2020 «СНиП 2.04.01-85* Внутренний водопровод и канализация зданий». — М.: Стандартинформ, 2021. — 96 с.
5. Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий (издание 4-ое). — М.: Госстрой России, 2002. — 90 с.
6. Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей / под ред. А. А. Николаева. — М., 1985. — 360 с.
7. Соколов, Е. Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов / Е. Я. Соколов. — 8 изд. перераб. — М.: «Термина» 2005. — 442 с.
8. ГОСТ 21.705-2016 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации тепловых сетей». — М.: Стандартинформ, 2022. — 25 с.
9. Козин, В. Е. Теплоснабжение / В. Е. Козин [и др.]. — М.: Высшая школа, 1980. — 213 с.
10. Копко, В. М. и др. Теплоснабжение (курсовое проектирование) / В. М. Копко [и др.]. — М.: Высшая школа, 1985. — 139 с.
11. Копко, В. М. Теплоснабжение (курсовое проектирование) / В. М. Копко. — М.: Высшая школа, 1985. — 139 с.
12. Припусков, А. А. Горячее водоснабжение: (учебное пособие) / А. А. Припусков. — Красноярск: Высшая школа, 1971. — 130 с.
13. Рекомендации по гидравлическому расчету трубопроводов систем холодного, горячего водоснабжения и канализации зданий. — М.: Стройздат, 1979. — 46 с.
14. Бекман, У. Расчёт систем солнечного теплоснабжения: пер. с англ. / У. Бекман, С. Клейн, Дж. Даффи. — М.: Энергоиздат, 1982. — 80 с.
15. Козин, В. Е. Теплоснабжение: учебное пособие для студентов вузов / В. Е. Козин. — М.: Высш. Школа, 1980. — 408 с.
16. Табунщиков, Ю. А. Энергоэффективные здания / Ю. А. Табунщиков, М. М. Бродач, Н. В. Шилкин. — М.: АВОК-ПРЕСС, 2003. — 200 с.
17. ГОСТ Р 51594-2000. Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Термины и определения. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2000. — 16 с.
18. ГОСТ Р 51595-2000. Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Коллекторы солнечные. Общие технические условия. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2000. — 8 с.

19. ГОСТ Р 51596-2000. Нетрадиционная энергетика. Солнечная энергетика. Коллекторы солнечные. Методы испытаний. — М.: ИПК Изд-во стандартов, 2000. — 23 с.

20. Волковой, М. С. Автоматика и автоматизация производственных процессов: учебное пособие / М. С. Волковой. — Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. поли-техн. ун-та, 2012. — 145 с.

21. Мухин, О. А. Автоматизация систем теплогазоснабжения и вентиляции: учебное пособие для вузов / О. А. Мухин. — Мн.: Выш. шк., 1986. — 304 с.

22. Автоматика и автоматизация систем теплогазоснабжения и вентиляции: учебник для вузов / А. А. Калмаков, Ю. Я. Кувшинов, С. С. Романова, С. А. Щелкунов; Под ред. В. Н. Богословского. — М.: Стройиздат, 1986. — 479 с.

23. Селевцов, Л. И. Автоматизация технологических процессов: учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / Л. И. Селевцов. — М.: Издательский центр «Академия», 2014. — 352 с.

24. ГОСТ 21.208-2013 Система проектной документации для строительства. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах. — М.: Стандартинформ, 2015. — 30 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Таблица П.1.1

Продолжительность стояния температур наружного воздуха [1]

Город	Температура наружного воздуха, °С			Продолжительность отопительного периода, сут.	Число часов за отопительный период со среднесуточной температурой наружного воздуха, ч												
	t_{po}	$t_{рв}$	$t_{ср.о}$		n_o	-50	-45	-40	-35	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	5

Таблица П.1.2

Бланк гидравлического расчета водяной тепловой сети

Номер участка	Расход воды	Длина участка			Труба, мм		Скорость воды	Потери давления		
	G	l	l_3	$l_{пр}$	d_y	$d_n \times S$	W	R_e	ΔP	ΔH
	т/ч	м	м	м	мм	мм	м/с	Па/м	Па	Па
Расчетная магистраль										
ТЭЦ – УТ1										
УТ1 – УТ2										
УТ2 – УТ3										
УТ3 – УТ4										
и т.д.										
Ответвление от расчетной магистрали										
УТ8 – УТ10										
и т.д.										

Таблица П.1.3

Технические характеристики стальных труб для тепловых сетей

Условный диаметр, d_y , мм	Наружный диаметр, d_n , мм	Внутренний диаметр, d_v , мм	Толщина стенки, мм	Условный диаметр, d_y , мм	Наружный диаметр, d_n , мм	Внутренний диаметр, d_v , мм	Толщина стенки, мм
32	38	33	2,5	400	426	414	6,0
40	45	40	2,5	450	480	469	5,0
50	57	50	3,5	500	529	517	6,0
70	76	69	3,5	500	529	515	7,0
80	89	82	3,5	600	630	616	7,0
100	108	100	4,0	600	630	614	8,0
125	133	125	4,0	700	720	706	7,0

Условный диаметр, d_y , мм	Наружный диаметр, d_n , мм	Внутренний диаметр, d_v , мм	Толщина стенки, мм	Условный диаметр, d_y , мм	Наружный диаметр, d_n , мм	Внутренний диаметр, d_v , мм	Толщина стенки, мм
150	159	150	4,5	700	720	704	8,0
175	194	184	5,0	700	720	702	9,0
209	219	207	6,0	800	820	804	8,0
250	273	259	7,0	900	920	902	9,0
300	325	307	9,0	1200	1220	1198	11,0
350	377	359	9,0	1200	1220	1192	14,0
350	377	357	10,0	1400	1420	1398	11,0
400	426	408	9,0	1400	1420	1392	14,0

Таблица П.1.4

Расстояние между неподвижными опорами водяных тепловых сетей, м

Условный диаметр трубы, d_y , мм	Компенсаторы	
	П-образные	сальниковые
50	60	–
70	70	–
80	80	–
100	80	70
125	90	70
150	100	80
175	100	80
200	120	80
250	120	100
300	120	100
350	140	120
400	160	140
450	160	140
500	180	140
600	200	160
700	200	160
800	200	160
900	200	160
1000	200	160

Примечание: расстояние между н.о. на участке самокомпенсации принимать не более 60 % от указанных в таблице для П-образных компенсаторов.

Таблица П.1.5**Пролеты между подвижными опорами трубопроводов**

Условный диаметр труб, d_y , мм	Пролет, м	Условный диаметр труб, d_y , мм	Пролет, м
40	2,5	250	7,0
50	3,0	300	8,0
70	3,0	350	8,0
80	3,5	400	8,5
100	4,0	450	9,0
125	4,5	500	10,0
150	5,0	600	10,0
175	6,6	700	10,0
200	6,0	800	10,0

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Таблица П.2.1

Таблица для гидравлического расчета стальных водогазопроводных труб системы горячего водоснабжения по [5]

Расход воды, л/с	Скорость движения воды W , м/с, и удельные потери давления в трубах l_l , Па/м, с учетом зарастания труб при условном диаметре d_y , мм											
	15	20	25	32	40	50	65	80	90	100	123	150
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0,05	0,3 172,6	0,14 33,4										
0,1	0,5 690	0,3 133,3	0,2 35,3	0,1 7,8								
0,2	1,0 2756	0,6 533,7	0,3 140,3	0,2 30,4	0,15 14,7							
0,3	1,5 6210	0,8 1200	0,5 315	0,3 68,7	0,29 33,4	0,14 8,3						
0,4	2,10 11046	1,1 2128	0,7 560	0,4 121,6	0,3 59,8	0,18 14,7	0,11 3,9					
0,5	2,6 17256	1,4 3335	0,9 875	0,5 190	0,4 99,2	0,23 23,5	0,14 6,8	0,1 2,5				
0,6		1,7 4797	1,0 1256	0,6 275	0,4 1334	0,27 33,4	0,17 9,8	0,12 3,9				
0,7		2,0 6533	1,2 1716	0,7 372,0	0,53 182,5	0,32 46,1	0,20 12,8	0,14 4,9	0,1 1,96			
0,8		2,3 8535	1,4 2236	0,8 4905	0,61 238,4	0,37 59,8	0,23 16,6	0,16 4,9	0,1 1,96			
0,9		2,5 10800	1,6 2835	0,9 617	0,7 301,2	0,41 75,5	0,25 21,6	0,18 7,8	0,1 3,96			
1,0		2,8 13332	1,7 3502	1,0 757,3	0,76 371,8	0,45 93,3	0,28 26,5	0,2 9,8	0,15 4,9			
1,5			2,6 7877	1,4 1716	1,14 836,8	0,68 209,9	0,42 59,8	0,29 22,6	0,22 9,8	0,17 5,4	0,1 1,4	
2,0				2,0 3051	1,5 1481	0,91 372,8	0,57 105,9	0,39 39,2	0,29 17,6	0,29 0,96	0,14 2,4	
2,5				2,5 4768	1,9 2325	1,1 582,7	0,71 165,8	0,49 61,8	0,36 28,4	0,29 14,7	0,17 3,7	0,12
3,0				3,0 6857	2,3 3345	1,4 838,8	0,85 238,4	0,59 89,3	0,44 40,2	0,35 21,6	0,21 5,4	0,16 2,6
3,5					2,6 4552	1,6 1138	0,99 324,7	0,69 121,6	0,51 54,9	0,4 29,4	0,24 7,4	0,18 3,5
4,0						1,8 1491	1,1 423,8	0,79 158	0,58 71,6	0,46 38,3	0,27 9,6	0,21 4,6
4,5						2,0 1884	1,3 536,6	0,88 200	0,66 91,2	0,52 48,1	0,31 11,8	0,23 5,9

Окончание табл. П.2.1

5,0						2,3 2334	1,4 662	0,98 247	0,73 112,8	0,58 59,8	0,34 14,7	0,26 7,3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
5,5						2,5 2815	1,6 800	1,1 299	0,8 136,4	0,63 7,3	0,38 18,6	0,29 8,8
6,0						2,7 3355	1,7 9534	1,2 356	0,88 162	0,69 86,3	0,41 21,6	0,31 10,8
6,5						2,9 3934	1,8 1118	1,3 418	0,95 101	0,75 101	0,45 25,5	0,34 12,8
7,0							2,0 1295	1,4 486	1,0 221	0,81 118	0,48 29,4	0,37 14,7
7,5							2,1 1491	1,5 557	1,1 253	0,87 134	0,52 34,3	0,39 16,7
8,0							2,3 1697	1,6 634	1,2 287	0,92 153	0,55 38,3	0,42 18,6

Таблица П.2.2

Трубы стальные водогазопроводные оцинкованные (ГОСТ 3262-75)

Условный d_v	Диаметр, мм		Толщина стенки, 8, мм	Масса 1м, кг	K_{ω}	K_R	Уменьшение диаметра от на- кипи, мм
	Наруж- ный, дн	Внутрен- ний, дв					
15	21,3	15,7	2,8	1,28	1,68	3,87	3,6
20	26,8	21,2	2,8	1,66	1,48	2,77	3,8
25	33,5	27,1	3,2	2,39	1,38	2,34	4,0
32	42,3	25,9	3,2	3,09	1,28	1,93	4,2
40	48,0	41,0	3,5	3,84	1,26	1,79	4,3
50	60,0	53	3,5	4,88	1,2	1,61	4,5
70	75,5	67,5	4,0	7,05	1,15	1,44	4,6
80	88,5	80,5	4,0	8,34	1,13	1,37	4,8
100	114	105	4,5	12,15	1,11	1,3	5,0
125	140	131	4,5	15,04	1,09	1,28	5,2
150	159	150	4,5	17,2	1,08	1,23	5,4
200	219	207	6,0	31,5	1,05	1,16	5,7

Таблица П.2.3

Основные физические константы воды

Температура воды, °С	Теплоемкость С, кДж/(кг·К)	Плотность воды, ρ, кг/м ³	Температура воды, °С	Теплоемкость С, кДж/(кг·К)	Плотность воды, ρ, кг/м ³
1	2	3	1	2	3
0	4,19	999,9	70	4,19	977,8
10	4,19	999,7	80	4,19	971,8
20	4,19	998,2	90	4,19	965,3
30	4,19	995,7	100	4,25	956,4
40	4,19	992,2	120	4,3	943,4
50	4,19	988,1	140	4,3	926,4
60	4,19	983,2	160	4,35	907,4

Таблица П.2.4

Технические характеристики водо-водяных подогревателей по отраслевым стандартам ОСТ 34-588-68

Обозначение	Корпус подогрев мм, D _H /D _B	Длина подогрев. с калачом L, мм	Число трубок Z	Диаметр трубок мм, d _H /d _B	Площадь нагрева F, м ²	Площадь живого сечения, м ²	
						трубок f _{TP}	меж-трубного простр. f _M
1	2	3	4	5	6	7	8
010ст34-588-68	57/50	2200	4	16/14	0,37	0,00062	0,00116
020ст34-588-68		4220			0,75		
030ст34-588-68	76/69	2300	7	16/14	0,65	0,00108	0,00233
040ст34-588-68		4300			1,31		
050ст34-588-68	89/82	2340	12	16/14	1,11	0,00185	0,00287
060ст34-588-68		4340			2,24		
070ст34-588-68	114/106	2424	19	16/14	1,76	0,00293	0,005
080ст34-588-68		4424			3,54		
090ст34-588-68		2620	37	16/14	3,40	0,0057	0,0122
100ст34-588-68	168/158	4620			6,9		
110ст34-588-68	219/207	2832	64	16/14	5,89	0,00985	0,02079
120ст34-588-68		4832			12,0		
130ст34-588-68	273/259	3032	109	16/14	10,0	0,01679	0,03077
140ст34-588-68		5032			20,3		
150ст34-588-68	325/309	3232	151	16/14	13,8	0,02325	0,04454
160ст34-588-68		5232			28,0		
170ст34-588-68	377/359	3430	216	16/14	19,8	0,03325	0,05781
180ст34-588-68		5430			40,1		
190ст34-588-68	426/408	3624	283	16/14	25,8	0,04356	0,07191
200ст34-588-68		5624			52,5		
210ст34-588-68	530/512	3552	450	16/14	41,0	0,06927	0,11544
220ст34-588-68		5552			83,4		

Таблица П.2.5

Технические характеристики водомеров

Тип водомера	Калибр водомера, d_u , мм	Сопротивление S , $\text{кПа} \cdot \text{с}^2 / \text{л}^2$	Наибольшая эксплуатац. нагрузка G_x , $\text{м}^3 / \text{сут.}$	Допускаемые расходы, $\text{м}^3 / \text{ч}$	
				наибольший	наименьший
крыльчатые	15	1274	10	1,5	0,04
	20	498	17	2,5	0,06
	25	265	25	3,5	0,08
	32	124,5	35	5,0	0,105
	40	32,3	70	10,0	0,17
турбинные	50	2,6	180	15	1,6
	80	0,203	500	42	3,0
	100	0,0662	900	70	4,5
	150	0,0127	2000	150	7,0

Таблица П.3.1

**Валовый потенциал солнечной энергии
(прямой и рассеянной) на горизонтальную поверхность при безоблачном небе
в зависимости от географической широты, МДж/м²**

Расчетный период	Уравнение *
Январь	$y = -614,08 \cdot \ln(\varphi) + 2586,09$
Февраль	$y = -600,56 \cdot \ln(\varphi) + 2638,10$
Март	$y = -0,16 \cdot \varphi^2 + 5,41 \cdot \varphi + 677,87$
Апрель	$y = -364,69 \cdot \ln(\varphi) + 2108,73$
Май	$y = -150,26 \cdot \ln(\varphi) + 1444,03$
Июнь	$y = 0,00005571 \cdot \varphi^5 - 0,01486526 \cdot \varphi^4 + 1,57018502 \cdot \varphi^3 -$ $- 82,03553868 \cdot \varphi^2 + 2117,99506113 \cdot \varphi - 20707,95629264$
Июль	$y = 0,00163130 \cdot \varphi^4 - 0,34016927 \cdot \varphi^3 + 26,31315104 \cdot \varphi^2 -$ $- 896,02144210 \cdot \varphi + 12226,70616884$
Август	$y = -322,42 \cdot \ln(\varphi) + 1988,98$
Сентябрь	$y = -570,53 \cdot \ln(\varphi) + 2779,51$
Октябрь	$y = -762,80 \cdot \ln(\varphi) + 3343,38$
Ноябрь	$y = -650,10 \cdot \ln(\varphi) + 2760,50$
Декабрь	$y = -623,75 \cdot \ln(\varphi) + 2596,38$
Год	$y = -5345,15 \cdot \ln(\varphi) + 27218,19$

* у - валовый потенциал солнечной энергии (прямой и рассеянной) на горизонтальную поверхность при безоблачном небе, МДж/м²;
φ - географическая широта, °с.ш.

Таблица П.3.2

**Поправочный коэффициент ослабления валового потенциала солнечной энергии
для некоторых регионов России**

Показатели	Месяц года											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Северо-Кавказский регион												
г. Краснодар (Краснодарский край, 45° 2' с.ш.)												
г. Сочи (Краснодарский край, 43° 35' с.ш.)												
Сред. знач. коэфф. облач.	0,51	0,53	0,54	0,65	0,73	0,77	0,78	0,79	0,71	0,64	0,49	0,40
Центрально-чернозёмный регион												
г. Воронеж (Воронежская область, 51° 43' с.ш.)												
г. Курск (Курская область, 51° 44' с.ш.)												
Сред. знач. коэфф. облач.	0,52	0,59	0,54	0,58	0,67	0,70	0,67	0,68	0,61	0,52	0,38	0,40
Центральный регион												
г. Павелце (Рязанская область, 53° 47' с.ш.)												
г. Москва (Московская область, 55° 45' с.ш.)												
Сред. знач. коэфф. облач.	0,47	0,55	0,50	0,53	0,54	0,57	0,55	0,56	0,50	0,45	0,34	0,38
Северо-Западный регион												
г. Валдай (Новгородская область, 57° 57' с.ш.)												
г. Санкт-Петербург (Ленинградская область, 59° 56' с.ш.)												
Сред. знач. коэфф. облач.	0,4	0,50	0,56	0,58	0,65	0,69	0,65	0,63	0,53	0,44	0,31	0,33
Северный регион												
г. Вологда (Вологодская область, 59° 14' с.ш.)												
г. Архангельск (Архангельская область, 64° 32' с.ш.)												
Сред. знач. коэфф. облач.	0,50	0,47	0,62	0,65	0,62	0,66	0,66	0,57	0,44	0,45	0,38	0,37
Дальневосточный регион												
г. Владивосток (Приморский край, 43° 12' с.ш.)												
г. Уссурийск (Приморский край, 43° 53' с.ш.)												
Сред. знач. коэфф. облач.	0,79	0,83	0,77	0,72	0,66	0,65	0,62	0,64	0,66	0,70	0,68	0,71

Таблица П.3.3

Среднемесячный дневной приход солнечной радиации на горизонтальную поверхность
за пределами земной атмосферы, МДж/м²

Северная широта	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
2 5	23,90	28,20	33,00	37,10	39,40	40,10	39,60	37,90	34,40	29,50	24,90	22,70
3 0	21,10	25,70	31,30	36,50	39,60	40,70	40,10	37,60	33,10	27,30	22,10	19,70
3 5	18,10	23,10	29,30	35,50	39,60	41,20	40,30	37,00	31,50	24,90	19,20	16,70
4 0	15,10	20,30	27,20	34,30	39,30	41,40	40,30	36,20	29,70	22,30	16,30	13,60
4 5	12,00	17,50	24,80	32,80	38,80	41,30	40,00	35,10	27,70	19,60	13,30	10,60
5 0	9,00	14,50	22,30	31,20	38,10	41,20	39,60	33,80	25,40	16,70	10,30	7,60
5 5	6,10	11,50	19,50	29,30	37,20	40,90	39,10	32,40	23,00	13,80	7,30	4,80

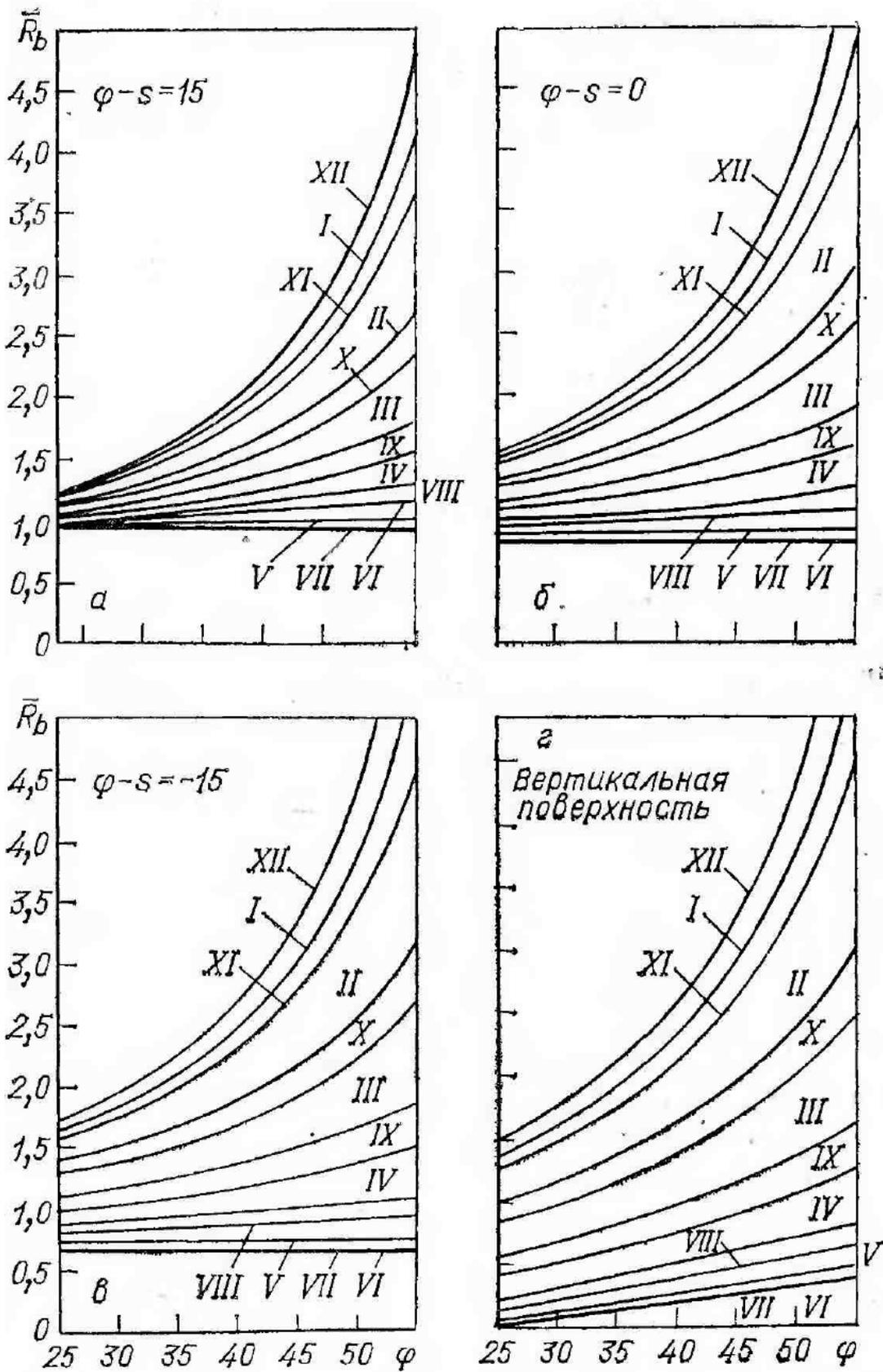


Рис. П.3.1. Величина \bar{R}_b для ориентированных на юг поверхностей (римскими цифрами указаны месяцы)

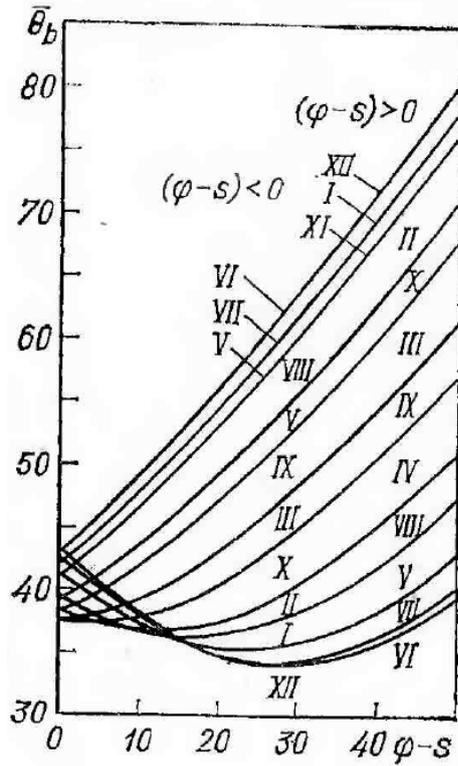


Рис. П.3.2. Зависимость угла падения прямого излучения $\bar{\theta}_b$ от разности углов $(\varphi-s)$

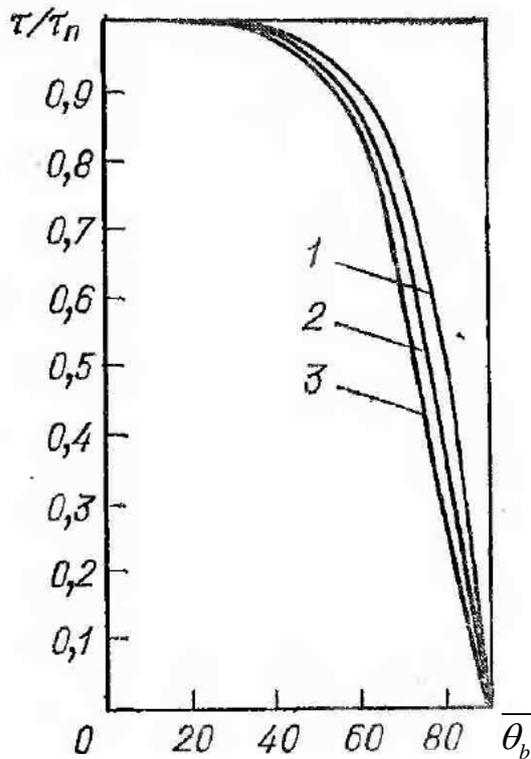


Рис. П.3.3. Зависимость τ/τ_n от угла падения излучения

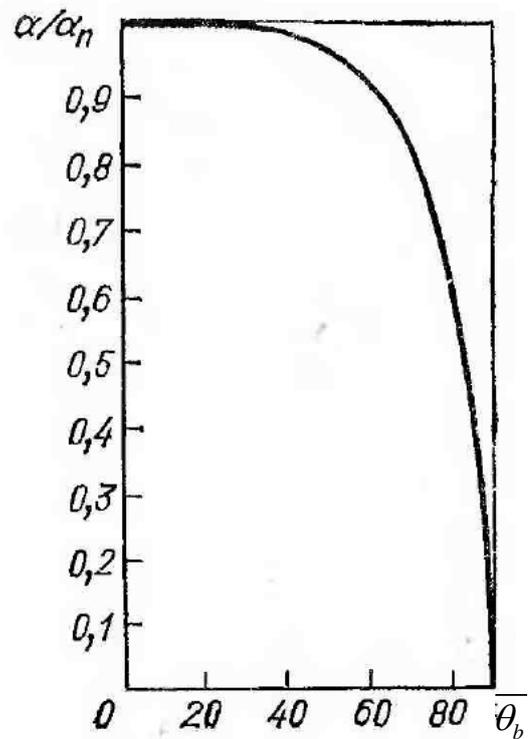


Рис. П.3.4. Зависимость α/α_n от угла падения излучения

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. РАЗРАБОТКА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ (ТЕПЛОВОЙ СЕТИ) СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	4
1.1. Расчет тепловых нагрузок	6
1.1.1. Определение расчетной тепловой мощности.....	6
1.1.2. Определение средних тепловых потоков.....	7
1.1.3. Годовые расходы теплоты.....	8
1.2. Построение графиков теплового потребления	9
1.3 Узлы присоединения потребителей теплоты к тепловым сетям ...	10
1.3.1. Закрытая система теплоснабжения.....	10
1.3.2. Открытая система теплоснабжения.....	11
1.4. Регулирование тепловой нагрузки	11
1.5. Расход сетевой воды в трубопроводах системы теплоснабжения	14
1.6. Трасса тепловых сетей	19
1.7. Гидравлический расчет теплопроводов	20
1.7.1. Определение расчетных расходов сетевой воды.....	20
1.7.2. Определение диаметров трубопроводов и потерь напора	
в теплопроводах.....	21
1.8. Монтажная схема тепловой сети	22
1.9. Построение пьезометрического графика теплопровода	
(магистрала и ответвления)	23
1.10. Строительные конструкции тепловых сетей	25
1.10.1. Выбор способа прокладки.....	25
1.10.2. Продольный профиль теплосети.....	25
1.10.3. Узлы теплофикационные.....	26
1.11. Теплофикационное оборудование теплоэлектроцентрали	28
1.12. Тепловой расчет сети	28
1.13. Механические расчеты тепловой сети	29
1.13.1. Расчет и выбор П-образного компенсатора.....	29
1.13.2. Расчет и выбор сальниковых компенсаторов.....	31
1.13.3. Расчет и выбор неподвижных и подвижных опор.....	32
2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ	34
2.1. Конструктивные элементы системы горячего водоснабжения	35
2.2. Определение расчетных расходов горячей воды и теплоты	36
2.2.1. Расчетная схема трубопроводов.....	36
2.2.2. Секундные и часовые расходы воды.....	38
2.2.3. Расходы теплоты.....	39
2.3 Гидравлический расчет трубопроводов	40
2.3.1. Расчет подающих трубопроводов.....	41
2.3.2. Расчет потерь теплоты и циркуляционных расходов.....	43

2.3.3. Гидравлический расчет трубопроводов в режиме циркуляции при полном отсутствии водоразбора.....	45
2.4. Подбор оборудования теплового пункта.....	45
2.4.1. Проектный расчет водоподогревательной установки.....	45
2.4.2. Подбор насосного оборудования.....	49
2.5. Расчет и выбор бака-аккумулятора	50
3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ СОЛНЕЧНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	51
3.1. Конструктивные особенности системы солнечного теплоснабжения.....	52
3.2. Определение доли тепловой нагрузки, обеспечиваемой за счет солнечной энергии.....	54
4. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	57
4.1. Основные критерии оценки технико-экономической эффективности систем теплоснабжения.....	57
4.2. Структура расходов на выработку теплоты.....	61
5. РЕГУЛИРОВАНИЕ И КОНТРОЛЬ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	63
5.1. Классификация автоматических систем.....	66
5.2. Функциональная схема автоматизации систем теплогазоснабжения и вентиляции.....	68
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	75
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	76
ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....	78
ПРИЛОЖЕНИЕ 2.....	81
ПРИЛОЖЕНИЕ 3.....	85

Учебное издание

Чудинов Дмитрий Михайлович
Петрикеева Наталья Александровна
Попова Наталья Михайловна

**ТРАДИЦИОННЫЕ И АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ
СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Учебно-методическое пособие

Издается в авторской редакции

Подписано к изданию 30.05.2023.

Объем 3,0 Мб.

ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический университет»
394006 Воронеж, ул. 20-летия Октября, 84