Zodchii.ws
Библиотека
Строительства

ВОДЯНЫЕ ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

СПРАВОЧНОЕ
ПОСОБИЕ
ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ

Под редакцией
Н. К. ГРОМОВА, Е. П. ШУБИНА

Здесь могла быть Ваша реклама
По вопросам размещения рекламы в электронной строительной литературе обращайтесь на e-mail:admin@zodchii.ws или по ICQ305950110

МОСКВА ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ 1988

ББК 31.38
В 62
УДК 697.443.001.63(035.5)

Рецензенты: Е. Я. Соколов, Н. М. Зингер

Авторы: И. В. Беляйкина, В. П. Витальев, Н. К. Громов, Л. П. Иголка, А. А. Лямин, П. П. Остальцев, А. П. Сафонов, А. А. Скворцов, М. А. Сурис, Р. М. Таги-заде, В. С. Фаликов, Е. П. Шубин

В 62 **Водяные** тепловые сети: Справочное пособие по проектированию/И. В. Беляйкина, В. П. Витальев, Н. К. Громов и др.; Под ред. Н. К. Громова, Е. П. Шубина. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 376 с.: ил.

ISBN 5-283-00114-8

В книге приведены нормативные материалы, используемые при проектировании тепловых сетей и тепловых пунктов. Даны рекомендации по выбору оборудования и схем теплоснабжения. Рассмотрены расчеты, связанные с проектированием тепловых сетей. Приведены сведения о прокладке тепловых сетей, об организации строительства и эксплуатации тепловых сетей и тепловых пунктов.

Книга рассчитана на инженерно-технических работников, занимающихся проектированием тепловых сетей.

В $\frac{2303040000-488}{051(01)-88}$ 241-87 **ББК 31.38**

ISBN 5-283-00114-8

© Энергоатомиздат, 1988

ПРЕДИСЛОВИЕ

Жилищное и промышленное строительство, требования экономии топлива и защиты окружающей среды предопределяют целесообразность интенсивного развития систем централизованного теплоснабжения. Выработка тепловой энергии для таких систем в настоящее время производится теплоэлектроцентралями, котельными районного значения.

Надежная работа систем теплоснабжения при строгом соблюдении необходимых параметров теплоносителя во многом определяется правильным выбором схем тепловых сетей и тепловых пунктов, конструкций прокладки, применяемого оборудования.

Считая, что правильное проектирование тепловых сетей невозможно без знания их устройства, работы и тенденций развития, авторы старались привести в справочном пособии рекомендации по проектированию и дать краткое их обоснование.

Пособие составлено группой специалистов: И. В. Беляйкиной – гл. 3 и 4, В. П. Витальевым – гл. 18, Н. К. Громовым – гл. 12, 13, 22–24, Л. П. Иголкой – гл. 26, А. А. Ляминым – гл. 14–17, 19, 20, П. П. Остальцевым – гл. 27, А. П. Сафоновым – гл. 25, А. А. Скворцовым – гл. 11, М. А. Сурисом – гл. 21, В. С. Фаликовым – гл. 6, Е. П. Шубиным – гл. 1, 2, 5, 7–10 (в части таблиц гл. 9 совместно с И. В. Беляйкиной). Глава 28 написана Р. М. Таги-заде, Н. К. Громовым и В. С. Фаликовым совместно. Приложения составлены Е. П. Шубиным и И. В. Беляйкиной совместно.

Авторы выражают благодарность за высказанные замечания и пожелания при рецензировании книги докторам техн. наук Е. Я. Соколову и Н. М. Зингеру, а также научному редактору А. В. Извекову.

Замечания и предложения следует направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, Энергоатомиздат.

Авторы

Глава первая

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ

1.1. Системы централизованного теплоснабжения и их структура

Системы централизованного теплоснабжения характеризуются сочетанием трех основных звеньев: теплоисточников, тепловых сетей и местных систем теплоиспользования (теплопотребления) отдельных зданий или сооружений. В теплоисточниках осуществляется получение теплоты за счет сжигания различных видов органического топлива. Такие теплоисточники называются к о т е л ь н ы м и. В случае использования в теплоисточниках теплоты, выделяемой при распаде радиоактивных элементов, они называются атомными станциями теплоснабжения (АСТ). В отдельных системах теплоснабжения используются в качестве вспомогательных возобновляемые источники теплоты – геотермальная энергия, энергия солнечного излучения и т. п.

Если теплоисточник расположен вместе с теплоприемниками в одном здании, то трубопроводы для подачи теплоносителя к теплоприемникам, проходящие внутри здания, рассматриваются как элемент системы местного теплоснабжения. В системах централизованного теплоснабжения теплоисточники располагаются в отдельно стоящих зданиях, а транспорт теплоты от них осуществляется по трубопроводам тепловых сетей, к которым присоединены системы теплоиспользования отдельных зданий.

Масштабы систем централизованного теплоснабжения могут изменяться в широких пределах: от небольших, обслуживающих несколько соседних зданий, до крупнейших, охватывающих ряд жилых или промышленных районов и даже город в целом. Независимо от масштаба эти системы по контингенту обслуживаемых потребителей подразделяются на коммунальные, промышленные и общегородские. К коммунальным относятся системы, снабжающие теплотой в основном жилые и общественные здания, а также отдельные здания промышленного и коммунально-складского назначения, размещение которых в селитебной зоне городов допускается нормами [27, 52].

В основу классификации коммунальных систем по их масштабу целесообразно положить принятое в нормах планировки и застройки городов [27] членение территории селитебной зоны на группы соседних зданий (или кварталы в районах старой застройки), объединяемые в микрорайоны с численностью населения 4–6 тыс. чел. в малых городах (с населением до 50 тыс. чел.) и 12–20 тыс. чел. в городах остальных категорий. В последних предусматривается формирование из нескольких микрорайонов жилых районов с численностью населения 25–80 тыс. чел. Соответствующие системы централизованного теплоснабжения можно охарактеризовать как групповые (квартальные), микрорайонные и районные. Теплоисточники, обслуживающие эти системы, по одному на каждую систему, могут быть отнесены соответственно к категории групповых (квартальных), микрорайонных и районных котельных. В крупных и крупнейших городах (с численностью населения соответственно 250–500 тыс. чел. и более 500 тыс. чел.) нормами предусматривается объединение нескольких смежных жилых районов в планировочные районы, ограниченные естественными или искусственными рубежами. В таких городах возможно появление наиболее крупных межрайонных систем коммунального теплоснабжения.

При больших масштабах выработки теплоты, в особенности в общегородских системах, является целесообразной совместная выработка теплоты и электроэнергии. Это обеспечивает существенную экономию топлива по сравнению с раздельной выработкой теплоты в котельных, а электроэнергии – на тепловых электростанциях за счет сжигания тех же видов топлива.

Тепловые электростанции, предназначенные для совместной выработки теплоты и электроэнергии, называются теплоэлектроцентралями (ТЭЦ).

Атомные электростанции, использующие теплоту, выделяемую при распаде радиоактивных элементов, для выработки электроэнергии, также иногда целесообразно использовать как теплоисточники в крупных системах теплоснабжения. Эти станции называются атомными теплоэлектроцентралями (АТЭЦ).

Системы централизованного теплоснабжения, использующие ТЭЦ в качестве основных теплоисточников, называются теплофикационными.

Вопросы сооружения новых систем централизованного теплоснабжения, а также расширения и реконструкции существующих систем требуют специальной проработки, исходя из перспектив развития соответствующих населенных пунктов на ближайший период (10–15 лет) и расчетный срок (25–30 лет).

Нормами [60] предусматривается разработка специального предпроектного документа, а именно схемы теплоснабжения данного населенного пункта. В схеме прорабатывается несколько вариантов технических решений по системам теплоснабжения и на основе технико-экономического сопоставления обосновывается выбор предлагаемого к утверждению варианта.

Последующая разработка проектов теплоисточников и тепловых сетей должна согласно нормативным документам производиться только на основе решений, принятых в утвержденной схеме теплоснабжения данного населенного пункта.

1.2. Общая характеристика тепловых сетей

Тепловые сети могут быть классифицированы по виду используемого в них теплоносителя, а также по его расчетным параметрам (давлениям и температурам). Практически единственными теплоносителями в тепловых сетях являются горячая вода и водяной пар.

Водяной пар как теплоноситель повсеместно применяется в теплоисточниках (котельных, ТЭЦ), а во многих случаях – и в системах теплоиспользования, особенно промышленных. Коммунальные системы теплоснабжения оборудуются водяными тепловыми сетями, а промышленные – либо только паровыми, либо паровыми в сочетании с водяными, используемыми для покрытия нагрузок систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. Такое сочетание водяных и паровых тепловых сетей характерно также для общегородских систем теплоснабжения.

Водяные тепловые сети большей частью выполняются двухтрубными с сочетанием подающих трубопроводов для подачи горячей воды от теплоисточников до систем теплоиспользования и обратных трубопроводов для возврата охлажденной в этих системах воды к теплоисточникам для повторного подогрева. Подающие и обратные трубопроводы водяных тепловых сетей вместе с соответствующими трубопроводами теплоисточников и систем теплоиспользования образуют замкнутые контуры циркуляции воды. Эта циркуляция поддерживается сетевыми насосами, устанавливаемыми в теплоисточниках, а при больших дальностях транспорта воды – также и на трассе сетей (насосные станции).

В зависимости от принятой схемы присоединения к сетям систем горячего водоснабжения различают закрытые и открытые схемы (чаще применяются термины «закрытые и открытые системы теплоснабжения»). В закрытых системах отпуск теплоты из сетей в системе горячего водоснабжения осуществляется за счет подогрева холодной водопроводной воды в специальных водонагревателях.

В открытых системах покрытие нагрузок горячего водоснабжения осуществляется за счет подачи потребителям воды из подающих трубопроводов сетей, а в течение отопительного периода – в смеси с водой из обратных трубопроводов систем отопления и вентиляции. Если при всех режимах для горячего водоснабжения может быть использована полностью вода из обратных трубопроводов, то отпадает надобность в обратных трубопроводах от тепловых пунктов до теплоисточника. Соблюдение этих условий, как правило, возможно только при совместной работе нескольких теплоисточников на общие тепловые сети с возложением покрытия нагрузок горячего водоснабжения на часть этих источников.

Водяные сети, состоящие только из подающих трубопроводов, называются однотрубными и по капитальным вложениям

в их сооружение являются наиболее экономичными.

Подпитка тепловых сетей в закрытых и открытых системах осуществляется за счет работы подпиточных насосов и установок по подготовке подпиточной воды. В открытой системе их требуемая производительность в 10—30 раз больше, чем в закрытой. В результате при открытой системе бо́льшими оказываются капитальные вложения в теплоисточники. Вместе с тем в этом случае отпадает надобность в подогревателях водопроводной воды, а потому существенно снижаются затраты на узлы присоединения систем горячего водоснабжения к тепловым сетям. Таким образом, выбор между открытой и закрытой системами в каждом случае должен обосновываться технико-экономическими расчетами с учетом всех звеньев системы централизованного теплоснабжения. Такие расчеты следует выполнять при разработке схемы теплоснабжения населенного пункта, т. е. до проектирования соответствующих теплоисточников и их тепловых сетей.

В отдельных случаях водяные тепловые сети выполняются трех- и даже четырехтрубными. Такое увеличение количества труб, обычно предусматриваемое лишь на отдельных участках сетей, связано с удвоением либо только подающих (трехтрубные системы), либо как подающих, так и обратных (четырехтрубные системы) трубопроводов для раздельного присоединения к соответствующим трубопроводам систем горячего водоснабжения или систем отопления и вентиляции. Такое разделение существенно облегчает регулирование отпуска теплоты в системы различного назначения, но вместе с тем приводит к значительному увеличению капитальных вложений в сети.

В крупных системах централизованного теплоснабжения возникает потребность в разделении водяных тепловых сетей на несколько категорий, в каждой из которых могут применяться собственные схемы отпуска и транспорта теплоты.

В нормах [22] предусматривается подразделение тепловых сетей на три категории:

магистральные от теплоисточников до вводов в микрорайоны (кварталы) или предприятия;

распределительные от магистральных сетей до сетей к отдельным зданиям;

сети к отдельным зданиям в виде ответвлений от распределительных (или в отдельных случаях от магистральных) сетей до узлов присоединения к ним систем теплоиспользования отдельных зданий.

Эти наименования целесообразно уточнить применительно к принятой в § 1.1 классификации систем централизованного теплоснабжения по их масштабу и контингенту обслуживаемых потребителей. Так, если в небольших системах от одного теплоисточника осуществляется подвод теплоты лишь к группе жилых и общественных зданий в пределах микрорайона или производственных зданий одного предприятия, то надобность в магистральных тепловых сетях отпадает и все сети от таких теплоисточников следует рассматривать как распределительные. Такое положение характерно для использования в качестве теплоисточников групповых (квартальных) и микрорайонных котельных, а также промышленных, обслуживающих одно предприятие. При переходе от таких небольших систем к районным, а тем более к межрайонным появляется категория магистральных тепловых сетей, к которым присоединяются распределительные сети отдельных микрорайонов или предприятий одного промышленного района. Присоединение отдельных зданий непосредственно к магистральным сетям, помимо распределительных, по ряду причин крайне нежелательно, а потому применяется очень редко.

Крупные теплоисточники районных и межрайонных систем централизованного теплоснабжения согласно нормам [27] должны размещаться за пределами селитебной зоны в целях сокращения влияния их выбросов на состояние воздушного бассейна этой зоны, а также упрощения систем подачи к ним жидкого или твердого топлива.

В таких случаях появляются начальные (головные) участки магистральных сетей значительной протяженности, в пределах которых отсутствуют узлы присоединения распределительных сетей. Такой транспорт теплоносителя без попутной раздачи его потребителям называется транзитом, при этом соответствующие головные участки магистральных тепловых сетей целесообразно выделить в особую категорию транзитных.

Наличие транзитных сетей существенно ухудшает технико-экономические показатели транспорта теплоносителя, особенно при протяженности этих сетей в 5—10 км и более, что характерно, в частности, при использовании в качестве теплоисточников атомных ТЭЦ или станций теплоснабжения.

1.3. Общая характеристика тепловых пунктов

Существенным элементом систем централизованного теплоснабжения являются установки, размещаемые в узлах присоединения к тепловым сетям местных систем теплоиспользования, а также на стыках сетей различных категорий. В таких установках

осуществляются контроль работы тепловых сетей и систем теплоиспользования и управление ими. Здесь производится измерение параметров теплоносителя – давлений, температур, а иногда и расходов – и регулирование отпуска теплоты на различных уровнях. От работы таких установок зависят в значительной мере надежность и экономичность систем теплоснабжения в целом.

Эти установки в нормативных документах [22, 95] называются *тепловыми пунктами* (ранее применялись также наименования «узлы присоединения местных систем теплоиспользования», «тепловые центры», «абонентские установки» и т. п.).

Однако принятую в тех же документах классификацию тепловых пунктов целесообразно несколько уточнить, поскольку в них все тепловые пункты относятся либо к центральным (ЦТП), либо к индивидуальным (ИТП). К последним относятся только установки с узлами присоединения к тепловым сетям систем теплоиспользования одного здания или их части (в крупных зданиях). Все остальные тепловые пункты независимо от количества обслуживаемых зданий относятся к центральным.

В соответствии с принятой классификацией тепловых сетей, а также различных ступеней регулирования отпуска теплоты применяется следующая терминология.

В части тепловых пунктов:

местные тепловые пункты (МТП), обслуживающие системы теплоиспользования отдельных зданий;

групповые или микрорайонные тепловые пункты (ГТП), обслуживающие группу жилых зданий или все здания в пределах микрорайона;

районные тепловые пункты (РТП), обслуживающие все здания в пределах жилого района.

В части ступеней регулирования:

центральное – только на теплоисточниках;

районное, групповое или микрорайонное – на соответствующих тепловых пунктах (РТП или ГТП);

местное – на местных тепловых пунктах отдельных зданий (МТП);

индивидуальное на отдельных теплоприемниках (приборах систем отопления, вентиляции или горячего водоснабжения).

Глава вторая

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ, РУКОВОДЯЩИЕ И СПРАВОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

2.1. Общая характеристика нормативных документов

При проектировании тепловых сетей и тепловых пунктов необходимо руководствоваться нормативными документами, содержащими требования либо вообще к проектной документации, либо специально к этой документации по тепловым сетям и тепловым пунктам, а также смежным с ними звеньям системы централизованного теплоснабжения – теплоисточникам и системам теплоиспользования.

Перечень нормативных документов в области строительства и проектирования приведен в [1] по состоянию на 1 января 1986 г. Перечни издаются периодически (обычно раз в год). В них содержатся сведения о том, кем и когда утверждены соответствующие документы, а также внесенные в них изменения и дополнения. Тексты этих изменений публикуются в «Бюллетене строительной техники» (БСТ), выходящем ежемесячно. Ежегодно выходят сборники изменений и дополнений к нормативным документам, внесенных за истекший год.

Основными нормативными документами по строительству являются «Строительные нормы и правила» (СНиП). Все нормативные документы в соответствии со СНиП 1.01.01-82* [2] подразделяются на три вида: общесоюзные, республиканские и ведомственные.

Общесоюзные нормативные документы обязательны для выполнения всеми министерствами и ведомствами, а также организациями, учреждениями и предприятиями независимо от их ведомственной подчиненности. К ним относятся общесоюзные строительные нормы и правила (СНиП), утверждаемые Госстроем СССР.

Наряду с ними могут разрабатываться республиканские строительные нормы (РСН), учитывающие специфические условия данной союзной республики и обязательные для всех организаций, учреждений и предприятий независимо от их ведомственной подчиненности, осуществляющих проектирование или

строительство объектов, размещаемых на территории данной республики. Нормы утверждаются Госстроями или другими республиканскими организациями союзных республик.

Ведомственные (отраслевые) строительные нормы (ВСН), учитывающие специфические условия отрасли народного хозяйства, руководимой данным министерством (ведомством) СССР, утверждаются этим министерством (ведомством) по согласованию с Госстроем СССР. Нормы обязательны для всех организаций, учреждений и предприятий министерства (ведомства), утвердившего эти документы, а также других министерств, осуществляющих проектирование или строительство предприятий, зданий и сооружений в соответствующей отрасли народного хозяйства.

Расположение глав СНиП в списке литературы принято в соответствии с классификатором и перечнем нормативных документов [1, 2]. В частности, в список включены восемь глав группы 01 второй части СНиП, посвященной общим нормам проектирования [6–13].

Наиболее существенными среди них являются главы СНиП 2.01.01-82 «Строительная климатология и геофизика» [6], содержащая сведения о температурах наружного воздуха для многих населенных пунктов СССР, необходимые для определения расчетных и годовых расходов теплоты системами отопления и вентиляции (см. прилож. 1), а также СНиП II-3-79** «Строительная теплотехника» [8], содержащая методику определения тепловых потерь зданий с необходимыми справочными данными, в частности теплотехническими показателями строительных и теплоизоляционных материалов и конструкций (см. гл. 5 и 17).

В список включены также две главы из группы 02 второй части СНиП «Основания и фундаменты» [14, 15] и четыре главы из группы 04 этой части «Инженерное оборудование зданий и сооружений. Внешние сети», в том числе две, относящиеся к системам теплоиспользования: СНиП II-33-75* «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» [20] и СНиП 2.04.01-85 «Внутренний водопровод и канализация зданий» [19], и одна, относящаяся к источникам теплоснабжения, СНиП II-35-76 «Котельные установки» [21]. В эту же группу включена посвященная специально проектированию тепловых сетей глава СНиП II-36-73 «Тепловые сети. Нормы проектирования». В текст дважды вносились изменения и дополнения, вместе с которыми он был переиздан под шифром II-Г.10-73* (II-36-73*) в 1985 г. При этом добавлен новый раздел 16 «Тепловые пункты».

В настоящее время текст главы СНиП «Тепловые сети» переработан, утвержден и введен в действие с 1 января 1988 г., под шифром 2.04.07-86 [22].

Помимо строительных норм и правил (СНиП) к общесоюзным нормативным документам, утверждаемым Госстроем СССР, относятся также многочисленные документы под общим названием «Строительные нормы», обозначаемые шифром СН с добавлением порядкового номера в виде двух или трех цифр, после которых приведены две цифры, соответствующие, как и в СНиП, двум последним цифрам года утверждения норм. Так же как и в случае СНиП, переиздание СН с изменениями и дополнениями оформляется знаком * у последней цифры, а при значительной переработке и повторном утверждении эти цифры заменяются новыми, соответствующими году утверждения.

Строительные нормы (СН) обычно издаются под названием инструкций, а в отдельных случаях – указаний или норм (нормативов). Их содержание охватывает отдельные группы вопросов строительного проектирования или производства работ, а также изготовления строительных конструкций, изделий, материалов и т. п.

В перечне [1] классификация СН, как и других нормативных документов, принята в соответствии с классификатором для СНиП [2]. Однако поскольку в отличие от СНиП в шифр СН не входят номера частей и групп по этому классификатору, а по их названию иногда трудно установить, к какой части и группе они относятся, в списке литературы отдельные СН расположены в соответствии с их порядковыми номерами. Кроме того, из большого количества СН, действующих на 1 января 1986 г. (около 140), в список включены только 13 [49–61], имеющих непосредственное отношение к проектированию тепловых сетей и тепловых пунктов или к предпроектной проработке схем теплоснабжения.

При проектировании должны учитываться решения, принятые в других предварительно разрабатываемых и утверждаемых документах, а именно в схемах и проектах районной планировки, проектах планировки и застройки городов и поселков, выполняемых в соответствии с инструкцией Госгражданстроя ВСН 38-82 [63], а также в схемах генеральных планов групп предприятий с общими объектами (промышленных узлов), выполняемых в соответствии с инструкцией СН 387-78 [55].

Проектирование предприятий, зданий и сооружений, строительство которых будет осуществляться по типовым или повторно применяемым проектам, а также проектирование несложных объектов по нормам осуществляется в одну стадию – рабочий проект со сводным сметным расчетом стоимости. К категории несложных следует относить проекты тепловых пунктов и, как правило, распределительных тепловых сетей. Для крупных и сложных объектов предусматривается проектирование в две стадии – проект со сводным сметным расчетом и рабочая документация со сметами. К этой категории объектов относятся магистральные тепловые сети.

Основным предпроектным документом для последующего проектирования источников централизованного теплоснабжения, а также тепловых сетей от них является схема теплоснабжения соответствующего населенного пункта. Содержание, а также порядок разработки и утверждения таких схем регламентируются двумя нормативными документами. Первым из них является утвержденное совместным постановлением Госплана СССР и Госстроя СССР от 22 мая 1974 г. № 71/107 «Положение о порядке разработки, рассмотрения и утверждения схем теплоснабжения».

В Положении указано, что схема теплоснабжения является предпроектным документом, обосновывающим экономическую целесообразность и хозяйственную необходимость проектирования и строительства новых, а также расширения и реконструкции действующих источников теплоснабжения и тепловых сетей для обеспечения тепловой энергией городов и других населенных пунктов, групп предприятий с общими объектами и отдельных крупных промышленных предприятий или сельскохозяйственных комплексов. В Положении оговорено, что схемы теплоснабжения выполняются только для объектов с расчетной тепловой нагрузкой не менее 116 МВт (100 Гкал/ч). Эти схемы разрабатываются на расчетный срок 10–15 лет, увязанный со сроками, принятыми в генеральных планах соответствующих населенных пунктов; должна быть выделена первая очередь строительства на срок 5–7 лет.

Опыт разработки схем теплоснабжения показал, что ограничение нижнего предела расчетных тепловых нагрузок 116 МВт исключает возможность такой разработки для малых и даже для некоторых средних городов с населением 50–100 тыс. чел. и слабо развитой промышленностью. Между тем в целом по стране в таких городах, а также в поселках городского типа сосредоточена значительная доля всего городского населения и суммарного теплопотребления страны. В связи с этим разработана и утверждена Госстроем СССР 29 декабря 1980 г. как дополнение к Положению «Инструкция о составе, порядке разработки и утверждения схем теплоснабжения населенных пунктов с суммарной тепловой нагрузкой до 116 МВт (100 Гкал/ч)» (СН 531-80) [60].

При проектировании тепловых сетей и тепловых пунктов необходимо пользоваться «Перечнем единиц физических величин, подлежащих применению в строительстве» (СН 528-80) [59].

В соответствии с этим перечнем с 1 июля 1981 г. во всей нормативной, технической и проектной документации по строительству, а также в научно-технической, учебной и справочной литературе должны применяться только единицы физических величин, соответствующие международной системе этих единиц (СИ). Ранее при проектировании, в частности тепловых сетей, применялась система единиц, называемая системой МКС (метр, килограмм, секунда). В этой системе наряду с общей единицей количеств работы и энергии – джоулем (Дж) применялась особая единица для количества тепловой энергии – калория.

После введения системы СИ эта единица исключена, а для тепловой энергии, как и для других ее видов, применяется общая единица – джоуль и соответственно для тепловой мощности (теплопроизводительности, расхода теплоты) общая для всех видов энергии единица – ватт (Вт) (вместо кал/ч или ккал/ч).

СНиП 1.01.01-82* [2] предусмотрена группа нормативных документов, разрабатываемых органами государственного надзора, а также отдельными министерствами (ведомствами) и общественными организациями в области охраны труда и имеющих отношение к проектированию, изысканиям и строительству. В частности, при проектировании тепловых сетей и тепловых пунктов необходимо учитывать требования правил Госгортехнадзора СССР по устройству и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды [71], а также сосудов, работающих под давлением [72]. Эти правила обязательны для всех министерств и ведомств, как и другие нормативные документы, согласованные с Госстроем СССР.

Ряд инструкций, регламентирующих эксплуатацию тепловых сетей и присоединенных к ним систем теплоиспользования, разработан Минэнерго СССР [73–78], а в части тепловых пунктов – Минжилкомхозом РСФСР [79]. Эти инструкции не подле-

жат согласованию с Госстроем СССР, но их рекомендации следует учитывать при проектировании тепловых сетей и тепловых пунктов. То же относится и к утвержденным Минздравом СССР в 1980 г. «Санитарным правилам проектирования и эксплуатации систем централизованного горячего водоснабжения» [80].

В отдельных случаях при проектировании тепловых сетей необходимо пользоваться республиканскими (РСН) или ведомственными (ВСН) строительными нормами. Из них в списке литературы приведены только разработанные Минмонтажспецстроем СССР и согласованные с Госстроем СССР нормы тепловых потерь изолированными поверхностями оборудования и трубопроводов [64] и аналогичные нормы для бесканальной прокладки тепловых сетей [65]. Эти нормы тепловых потерь в настоящее время перерабатываются; аналогичные нормы составляются для канальной прокладки тепловых сетей.

Наряду со строительными нормами (СНиП и СН) в СНиП 1.01.01-82* [2] выделены как отдельная группа нормативных документов «Общесоюзные или ведомственные нормы технологического проектирования». Имеется инструкция о порядке разработки и утверждения таких норм (СН 470-75*) [57] соответствующими министерствами (ведомствами) по согласованию с Госстроем СССР и ГКНТ СССР. Из таких норм, действующих в настоящее время, могут быть использованы при проектировании тепловых сетей «Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций», утвержденные Минэнерго СССР 8 октября 1981 г. (ВНТП-81) [67].

Наряду с нормативными документами при проектировании необходимо учитывать данные и указания, содержащиеся в системе государственных (ГОСТ), республиканских (РСТ) или отраслевых (ОСТ) стандартов, стандартов Совета Экономической Взаимопомощи (СТ СЭВ).

2.2. Общая характеристика руководящих и справочных материалов

СНиП 1.01.01-82 указано, что к нормативным документам могут выпускаться вспомогательные материалы, называемые пособиями. В приложении к СНиП оговорено, что пособия, не являющиеся нормативными документами, имеют целью детализацию отдельных положений этих документов с включением примеров и алгоритмов расчетов, текстовых, табличных и графических данных, а также других вспомогательных и справочных материалов, необходимых для проектирования. Такие пособия должны разрабатываться и утверждаться научно-исследовательскими или проектными организациями, ведущими разработку соответствующих нормативных документов. Эти организации несут ответственность за правильность включенных в пособия данных, их техническую и экономическую обоснованность и последствия их применения.

Несколько иное содержание имеют справочники, издаваемые Стройиздатом в виде серии под общим заглавием «Справочник проектировщика». Выпуски этой серии посвящены различным видам основных и специальных строительных работ.

В список литературы данного справочного пособия включены только те руководящие и справочные материалы, которые имеют прямое отношение к разработке схем теплоснабжения или к проектированию тепловых сетей и тепловых пунктов. В частности, при составлении схем теплоснабжения целесообразно использование руководящих материалов, развивающих и дополняющих указания СНиП II-60-75** «Планировка и застройка городов, поселков и сельских населенных пунктов» [27], а также близких к ним по содержанию ВСН 38-82 [63], СН 387-78 [55] и др. В эту группу входят прежде всего разработанные ЦНИИП градостроительства Госгражданстроя руководства по проектированию городских улиц и дорог [82], новых городов [83], малых городов [84]; по составлению схем использования подземного пространства крупных и крупнейших городов [85] и схем перспективного развития инженерного оборудования в генпланах малых и средних городов [86]. Сюда же следует отнести разработанное ЦНИИпромзданий Госстроя СССР руководство по проектированию промышленно-коммунальных зон в городах [87].

В другую группу можно включить руководящие материалы, относящиеся к отдельным видам расчетов, встречающихся при проектировании тепловых сетей, в частности их строительных конструкций при надземной [88] или подземной прокладке [89–91]. При выполнении технико-экономических расчетов следует пользоваться руководящими указаниями [92] и инструкцией [93] по таким расчетам в энергетике, а также руководством по технико-экономическим расчетам в строительной теплотехнике [94]. К разделу 16 СНиП II-36-73* «Тепловые сети» разработано руководство по проектированию тепловых пунктов [95]. Дополнительные сведения по правилам технической эксплуатации

электрических станций и тепловых сетей содержатся в пособии [96].

В отношении справочных материалов следует прежде всего отметить, что значительная часть этих материалов включена в строительные нормы и правила (СНиП) и строительные нормы (СН), а также в руководящие материалы. Значения климатических параметров для многих населенных пунктов СССР приведены в СНиП 2.01.01-82 [6]. Наиболее полным в этой части является «Справочник по климату СССР», изданный Главным Управлением Гидрометеослужбы при Совете Министров СССР в виде отдельных выпусков, каждый из которых охватывает район, обычно из нескольких смежных областей, или отдельную союзную республику. Всего издано 34 таких выпуска [99]. Во второй части каждого выпуска приведены детальные данные по температурам воздуха на основе сведений по всем метеорологическим станциям района, причем количество таких станций составляет обычно от 10 до 50 на каждую область. Данные, приведенные в [6], являются выборкой из этих сведений применительно к наиболее характерным населенным пунктам каждого района (всего 685 пунктов по территории СССР).

Справочным пособием, освещающим вопросы проектирования тепловых сетей, является «Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей» [100]. Справочник может в известной мере рассматриваться как пособие к СНиП II-7.10-62, но не к СНиП II-36-73, появившимся значительно позже в результате существенной переработки прежней редакции норм. За последние 10 лет текст СНиП II-36-73 подвергался существенным изменениям и дополнениям.

Теплоизоляционные материалы, изделия и конструкции, а также методика их тепловых расчетов вместе с указаниями по выполнению и приемке изоляционных работ подробно описаны в «Справочнике строителя» [103]. Аналогичные данные по теплоизоляционным конструкциям включены в СН 542-81 [61].

Справочные материалы по гидравлическим расчетам, а также по оборудованию и автоматическим регуляторам для тепловых сетей, тепловых пунктов и систем теплоиспользования содержатся в «Справочнике по наладке и эксплуатации водяных тепловых сетей» [105]. В качестве источника справочных материалов по вопросам проектирования могут быть использованы книги из серии справочников «Теплоэнергетика и теплотехника». В первой книге «Общие вопросы» [107] приведены правила оформления чертежей и схем, а также данные о термодинамических свойствах воды и водяного пара, более подробные данные приведены в [106]. Во вторую книгу серии «Тепло- и массообмен. Теплотехнический эксперимент» [108] включены данные по теплопроводности и вязкости воды и водяного пара, а также по плотности, теплопроводности и теплоемкости некоторых строительных и изоляционных материалов. В четвертой книге «Промышленная теплоэнергетика и теплотехника» [109] имеется раздел, посвященный теплофикации и тепловым сетям.

Раздел второй

ЭЛЕМЕНТЫ И КОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Глава третья

ТРУБЫ И ДЕТАЛИ ТРУБОПРОВОДОВ

3.1. Общая часть

Водяные тепловые сети, по которым транспортируется вода с температурой выше 115 °С, монтируются, испытываются и эксплуатируются в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» Госгортехнадзора СССР [71]. Указанные правила не распространяются на трубопроводы с наружным диаметром менее 76 мм.

Этими правилами, а также требованиями СНиП [22] регламентируются материалы для трубопроводов и арматуры тепловых сетей.

Определение категории трубопроводов по [71], выбор труб, арматуры, оборудования и деталей трубопроводов, а также расчет трубопроводов на прочность и определение нагрузок на опоры труб и строительные конструкции должны производиться по рабочим параметрам (давлению и температуре) теплоносителя. Рабочее давление для подающего и обратного трубопроводов водяных

Таблица 3.1. **Соединение трубопроводов и арматуры. Проходы условные D_y, мм (выписка из стандарта СТ СЭВ 254-76)**

10	65	350
12*	80	400
13*	100	450*
15	125	500
16**	150	600
20	160**	700*
25	175*	800
32	200	900*
40	225*	1000
50	250	1200
63**	300	1400

Примечания: 1. Условные проходы для арматуры общего назначения, обозначенные *, применять не допускается.

2. Условные проходы, обозначенные **, допускается применять только для гидравлических и пневматических устройств.

тепловых сетей принимается равным наибольшему давлению в подающем трубопроводе при работе сетевых насосов с учетом рельефа местности (без учета потерь давления), но не менее 1,0 МПа, а для тепловых сетей от источников теплоты с расчетной тепловой мощностью 1000 МВт и более – не менее 1,7 МПа для труб $D_y \geqslant 500$ мм. Рабочая температура принимается равной температуре воды в подающем трубопроводе при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления.

Рабочее давление для подающего и циркуляционного трубопроводов сетей горячего водоснабжения принимают по наибольшему давлению в подающем трубопроводе при работе насосов с учетом рельефа местности, а рабочую температуру – равной 75 °С.

Рабочие давление и температура теплоносителя принимаются одинаковыми для всего трубопровода независимо от его протяженности до установок, меняющих параметры теплоносителя – водонагревательные и насосные установки, регуляторы давления и температуры и др.

В табл. 3.1 приведена выписка из СТ СЭВ 254-76 на проходы условные, служащие основой для разработки параметрических рядов соединений трубопроводов и арматуры. Под условным проходом понимается номинальный внутренний диаметр присоединяемого трубопровода в миллиметрах.

В табл. 3.2 приведена выписка из ГОСТ

Таблица 3.2. **Арматура и детали трубопроводов. Давления условные, пробные и рабочие. Ряды (выписка из ГОСТ 356-80 (СТ СЭВ 253-76)**

Условное давление p_u, МПа	Пробное давление $p_{пр}$, МПа	Материал арматуры и деталей трубопроводов				
		Сталь углеродистая марок Ст3 (по ГОСТ 380-71), 10, 20, 25 (по ГОСТ 1050-74); 20Л, 25Л (по ГОСТ 977-75); сталь марганцовистая и кремнемарганцовистая марок 15ГС*, 20ГСЛ*, 16ГС, 17ГС, 17Г1С, 09Г2С, 10Г2С1 (по ГОСТ 19282-73)	Бронза (по ГОСТ 613-79 и ГОСТ 18175-78); латунь (по ГОСТ 17711-72 и ГОСТ 15527-70)		Серый чугун марок СЧ 18-36, СЧ 21-40 (по ГОСТ 1412-79); высокопрочный чугун ВЧ 42-12 (по ГОСТ 7293-79); ковкий чугун КЧ 30-6 (по ГОСТ 1215-79)	
		Наибольшая температура среды, °С				
		200	120	200	120	200
		Рабочее давление $p_р$, МПа				
0,10	0,20	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
0,16	0,25	0,16	0,16	0,13	0,16	0,15
0,25	0,40	0,25	0,25	0,20	0,25	0,23
0,40	0,60	0,40	0,40	0,32	0,40	0,36
0,63	0,90	0,60	0,63	0,50	0,63	0,60
1,00	1,50	1,00	1,00	0,80	1,00	0,90
1,60	2,40	1,60	1,60	1,30	1,60	1,50
2,50**	3,80	2,50	2,50	2,00	2,50	2,30
4,00**	6,00	4,00	4,00	3,20	4,00	3,60
6,30	9,50	6,30	6,30	–	–	–
10,00	15,00	10,00	10,00	–	–	–

Примечания: 1. Марки стали, обозначенные *, следует принимать по нормативной технической документации.

2. Условные давления, обозначенные **, следует принимать только для арматуры и деталей трубопроводов, изготовленных из чугуна ВЧ 42-12 и КЧ 30-6.

3. Допускается применять стали других марок с механическими свойствами и характеристиками прочности, обеспечивающими эксплуатацию арматуры и деталей трубопроводов в пределах давлений и температур, указанных в таблице.

356-80 на ряды условных, пробных и рабочих давлений (избыточных) для арматуры и деталей трубопроводов (тройники, отводы, переходы, фланцы и др.). Стандарт не распространяется на трубопроводы в собранном виде.

Условное давление (p_y) – наибольшее давление при температуре среды 20°С, при котором допустима длительная работа арматуры и деталей трубопроводов.

Пробное давление ($p_{пр}$) – давление, при котором должно проводиться гидравлическое испытание арматуры и деталей трубопроводов на прочность и плотность водой при температуре не менее 5°С и не более 70°С, если в нормативно-технической документации не указано конкретное значение этой температуры. Предельное отклонение пробного давления от заданного значения не должно превышать $\pm 5\%$.

Рабочее давление ($p_р$) – наибольшее давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации арматуры и деталей трубопроводов при данной рабочей температуре.

Рабочее давление равно условному при температуре теплоносителя до 200°С для стальной арматуры и деталей трубопроводов и при температуре теплоносителя до 120°С для бронзовой, латунной и чугунной арматуры.

3.2. Трубы

Материалы для трубопроводов тепловых сетей, а также требования к трубам и материалам по видам и объему контроля должны соответствовать «Правилам устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» Госгортехнадзора СССР [71].

Для тепловых сетей преимущественно применяют стальные прямошовные или спиральношовные электросварные трубы, при этом спиральношовные трубы допускается применять только для прямых участков трубопроводов. Бесшовные трубы допускается применять для трубопроводов с параметрами теплоносителей, для которых в соответствии с [71] применение сварных труб не разрешается, а также при отсутствии электросварных труб необходимого качества, например в северных районах строительства.

Для трубопроводов тепловых сетей, сооружаемых в районах строительства с расчетной температурой наружного воздуха до −40°С, должны применяться, как правило, трубы из углеродистых сталей, а для районов с расчетной температурой ниже −40°С – из низколегированных сталей.

Применение труб из низколегированных сталей для районов строительства с расчетной температурой наружного воздуха до −40°С допускается при отсутствии выпуска промышленностью труб с необходимыми качествами из углеродистой стали.

Трубы, изготовленные из кипящих сталей, независимо от параметров теплоносителя и районов строительства применять не допускается.

Ниже приводятся основные требования, предъявляемые к сварным трубам $D_y \geqslant$ $\geqslant 500$ мм. Трубы должны быть подвергнуты 100%-ному контролю качества сварных соединений неразрушающими методами. Трубы должны иметь двухсторонний сварной шов. Спиральношовные трубы должны иметь смещение кромок сварных швов не более 15%. Сварные соединения труб должны выдержать испытания на загиб (угол загиба должен быть для труб из углеродистой стали – не менее 100°, а из низколегированной – не менее 80°). Трубы должны быть термообработанными, должны иметь нормированные механические свойства и химический состав металла. Предел текучести основного металла труб должен составлять не более 70% предела прочности. Трубы должны выдержать испытание гидравлическим давлением. Трубы с толщиной стенки 6 мм и более должны иметь гарантированную ударную вязкость:

для расчетной температуры наружного воздуха в районе строительства до −20°С при температуре испытания −20°С – не менее 29,4 Дж/см^2;

для расчетной температуры от −20°С до −40°С – при температуре испытания −40°С и после механического старения – не менее 29,4 Дж/см^2;

для расчетной температуры наружного воздуха ниже −40°С при температуре испытания −40°С и после механического старения – не менее 39 Дж/см^2 или при температуре испытания −60°С – не менее 29,4 Дж/см^2.

Ударная вязкость сварного шва должна быть не ниже ударной вязкости основного металла. Трубы при толщине стенки 3 мм и более должны поставляться со скошенными кромками.

В том случае, когда ТУ или ГОСТ на трубы (при толщине стенки 6 мм и более) не гарантируется ударная вязкость при температуре, соответствующей расчетной температуре наружного воздуха, в районе строительства необходимо обеспечить транспортировку, хранение и монтаж труб при температуре не ниже −20°С для труб из углеродистой стали и не ниже −40°С для труб из низколегированной стали.

Бесшовные трубы должны изготавли-

Таблица 3.3. **Трубы стальные для водяных тепловых сетей**

Наименование труб	ГОСТ или ТУ	Марка стали и ГОСТ или ТУ на сталь	Условный проход труб D_y, мм	Предельные параметры применения		
				Условное давление p_y, МПа	Температура воды t, °С	Расчетная температура наружного воздуха, °С
Электросварные прямошовные термообработанные группы В[2]	ГОСТ 10705-80 ГОСТ 10704-76	10,20 ГОСТ 1050-74** Вст3сп5 ГОСТ 380-71*	400	1,6	200	−40
Электросварные прямошовные термообработанные[2]	ТУ 14-3-377-75	10,20 ГОСТ 1050-74** Вст3сп5 ГОСТ 380-71*	200−400	1,6	200	−40
Бесшовные холоднодеформированные группы В, термически обработанные с испытаниями по п. п. 1.8 и 1.10 ГОСТ 8713-74*	ГОСТ 8733-74* ГОСТ 8734-75	10,20 ГОСТ 1050-74**	15−40	2,5	200	−40
Бесшовные горячедеформированные	ТУ 14-3-190-82	10,20 ГОСТ 1050-74**	50−400	2,5	200	−40
Бесшовные термообработанные группы Б, горячедеформированные с испытанием по п. 2.7 ГОСТ 550-75*	ГОСТ 550-75	10,20 ГОСТ 1050-74** 10Г2 ГОСТ 4543-71**	25−300	2,5	200	−40
Бесшовные горячедеформированные	ТУ 14-3-1128-82	09Г2С ГОСТ 19282-73	50−400	2,5	200	−60
Водогазопроводные оцинкованные высшего качества	ГОСТ 3262-75*	10 ГОСТ 1050-74** Вст3сп5 ГОСТ 380-71*	25−150	1,6	75	−40
Электросварные спиральношовные термически упрочненные	ТУ 14-3-954-80	Вст3сп5 ТУ 14-1-1451-75 и ГОСТ 350-71*	500, 600, 700, 800, 1000, 1200, 1400	2,5	200	−40
Электросварные спиральношовные	ТУ 14-3-808-78	20 ТУ 14-3-808-78	500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1200, 1400	2,5	200	−40
Электросварные прямошовные	ТУ 14-3-1138-82	17Г1С-У ТУ 14-3-1138-82	1000, 1200	2,5	200	−50
Электросварные термообработанные прямошовные[3]	ГОСТ 20295-85	17ГС, 17Г1С ГОСТ 19282-73	500, 600[1], 700, 800	2,5	200	−50

[1] Трубы промышленностью не освоены. [2] С испытаниями на загиб.

[3] Тип 3 или спиральношовные; тип 2 с испытанием сварного шва на загиб.

Примечание. Предельные расчетные температуры наружного воздуха приняты из условия, что трубопроводы принимают температуру окружающей среды при отсутствии в них давления.

ваться из катаной, кованой или центробежнолитой заготовок.

Для трубопроводов тепловых сетей могут применяться трубы, приведенные в табл. 3.3.

Помимо труб, приведенных в табл. 3.3, для тепловых сетей могут применяться также трубы, поставляемые по другим ГОСТ и ТУ при условии, что по видам и объему контроля они удовлетворяют требованиям [71].

По мере освоения промышленностью могут также применяться трубы стальные электросварные спиральношовные диаметрами 530, 630, 720 и 820 мм с винтовыми гофрами по ТУ 14-3-1237-83, утвержденным Минчерметом СССР и согласованным с Минэнерго СССР. Трубы изготовляются из рулонной горячекатаной углеродистой стали Вст3сп5 (по ГОСТ 380-71*) и из низколегированной стали 17Г1СУ (по ГОСТ 19282-73).

Для тепловых сетей горячего водоснабжения после ГТП в закрытых системах

Таблица 3.4. **Трубы стальные электросварные прямошовные для прямых участков трубопроводов. Сортамент – по ГОСТ 10704-76*.**
Технические условия – по ГОСТ 10705-80 гр. В.
Параметры воды: $p_y \leqslant 1{,}6$ МПа, $t \leqslant 200$ °С.
Материал: сталь 20 (по ГОСТ 1050-74*)

Условный проход труб D_y, мм	Наружный диаметр труб $D_н$, мм	Толщина стенки трубы S, мм	Масса 1 м трубы, кг	Условия поставки
15	18	2	0,789	Трубы термообработанные гр. В ГОСТ 10705-80, п. п. 2.4, 2.16 (для всех диаметров труб)
20	25	2	1,13	
25	32	2	1,48	
32	38	2	1,78	
40	45	2	2,12	
50	57	3	4,00	
65	76	3	5,40	
80	89	3	6,36	
100	108	3,5	9,02	
125	133	3,5	11,18	
150	159	4,5	17,15	
200	219	6(5)	31,52(26,39)	
250	273	6(5)	39,51(33,05)	
300	325	6	47,20	
350	377	6	54,90	
400	426	7(6)	72,33(62,15)	

Примечания: 1. Допускается применение труб из стали марки 10 по ГОСТ 1050-74*.

2. Трубы D_y 40, 125, 350 мм промышленностью не выпускаются.

3. По мере освоения промышленностью должны применяться трубы с толщинами стенок, указаниыми в скобках.

Таблица 3.5. **Трубы стальные бесшовные для прямых участков трубопроводов.**
Сортамент – по ГОСТ 8732-78
Технические условия – по ТУ 14-3-190-82 для труб D_y 50 ÷ 400 мм
Сортамент – по ГОСТ 8734-75
Технические условия – по ГОСТ 8733-74* гр. В для труб D_y 15 ÷ 40 мм
Параметры воды: $p_y \leqslant 2{,}5$ МПа, $t \leqslant 200$ °С.
Материал: сталь 20 по ГОСТ 1050-74*

Условный проход труб D_y, мм	Наружный диаметр труб $D_н$, мм	Толщина стенки трубы S, мм	Масса 1 м трубы, кг	Условия поставки
15	18	2	0,79	ГОСТ 8733-74* гр. В
20	25	2	1,13	
25	32	2	1,48	
32	38	2	1,78	
40	45	2,5	2,62	
50	57	3	4,00	ТУ 14-3-190-82
65	76	3	5,40	
80	89	3,5	7,38	
100	108	4	10,26	
125	133	4	12,73	
150	159	5	18,99	
200	219	7(6)	36,6(31,52)	
250	273	8(7)	52,28(45,92)	
300	325	8	62,54	
350	377	9	81,68	
400	426	9	92,56	

Примечания: 1. Для труб $D_н \leqslant 38$ мм рекомендуется применять трубы с толщиной стенки 2,5 мм.

2. Допускается для прямых участков применять трубы $D_н$ 57 ÷ 426 мм по ГОСТ 8731-74* гр. В (сортамент – по ГОСТ 8732-78) из стали марки 20 по ГОСТ 1050-74* при условии определения предела текучести ($\sigma_т \geqslant 250$ МПа), проведения испытаний на загиб ($\alpha \geqslant 90°$) и ударную вязкость ($a_н \geqslant 29{,}4$ Дж/см^2) в объеме 10% труб от каждой партии и с гарантией гидроиспытания.

3. В скобках указаны толщины стенок труб при условии поставки их промышленностью.

теплоснабжения должны применяться оцинкованные водогазопроводные по ГОСТ 3262-75* или эмалированные стальные трубы. В открытых системах теплоснабжения после ГТП для сетей горячего водоснабжения применяются неоцинкованные трубы.

Для бесканальной прокладки водяных тепловых сетей с температурой воды до 115 °С и рабочим давлением до 1,2 МПа в сельской местности допускается применение асбестоцементных труб условным проходом D_y 100, 150, 200, 250 и 300 мм в соответствии с ВСН 2-79 Минсельстроя СССР.

Асбестоцементные трубы, применяемые для строительства трубопроводов, должны соответствовать ГОСТ 539-73 «Трубы и

применяемые по ТУ 14-3-1138-82 и по ГОСТ 20295-85 и спиральношовные по ТУ 14-3-808-78

Условный проход труб D_y, мм	Наружный диаметр труб $D_н$, мм	Параметры воды: $p_y \leq 1{,}6$ МПа, $t \leq 200$ °С — Толщина стенки трубы S, мм	Масса, кг/м	$p_y \leq 1{,}6$ МПа, $t \leq 300$ °С — Толщина стенки трубы S, мм	Масса, кг/м	Материал	Условия поставки
500	530	8	102,99	8	102,99	17ГС, 17С ГОСТ 19282-73	ГОСТ 20295-85 термообработанные
600	630	8	122,72	12	182,89	Сталь 20 ТУ 14-3-808-78	ТУ 14-3-808-78
700	720	9	157,81	9	157,81	17ГС, 17Г1С ГОСТ 19282-73	ГОСТ 20295-85 термообработанные
800	820	9	180,0	11	219,46	17ГС, 17Г1С ГОСТ 19282-73	ГОСТ 20295-85 термообработанные
900	920	10*	224,4	–	–	Сталь 20 ТУ 14-3-808-78	ТУ 14-3-808-78
1000	1020	10	249,1	14	347,3	17Г1С-У ТУ 14-3-1138-82	ТУ 14-3-1138-82
1200	1220	11	328,0	14	416,4	17Г1С-У ТУ 14-3-1138-82	ТУ 14-3-1138-82
1400	1420	14	485,4	–	–	Сталь 20 ТУ 14-3-808-78	ТУ 14-3-808-78

* Промышленностью не освоены.

Примечание. Трубы по ГОСТ 20295-85 применять при условии проведения испытания на загиб ($\alpha = 80°$) в объеме 10% труб от каждой плавки

Таблица 3.7. **Трубы стальные электросварные спиральношовные для прямых участков трубопроводов диаметром от 530 до 1420 мм по ТУ 14-3-954-80.**
Материал: Вст3сп5 (ГОСТ 380-71*)

Условный проход труб D_y, мм	Наружный диаметр труб $D_н$, мм	Параметры воды: $p_y \leq 1{,}6$ МПа, $t \leq 150$ °С — Толщина стенки трубы S, мм	Масса, кг/м	$p_y \leq 1{,}6$ МПа, $t \leq 200$ °С — Толщина стенки трубы S, мм	Масса, кг/м	$p_y \leq 2{,}5$ МПа, $t \leq 150$ °С — Толщина стенки трубы S, мм	Масса, кг/м	$p_y \leq 2{,}5$ МПа, $t \leq 200$ °С — Толщина стенки трубы S, мм	Масса, кг/м
500	530	6	78,69	6	78,69	8	104,5	9	117,4
600	630	7	109,1	7	109,1	–	–	–	–
700	720	8	142,6	8	142,6	11	195,2	11	195,2
800	820	8	162,6	9	182,7	12	242,7	12	242,7
1000	1020	10	252,8	10	252,8	–	–	–	–
1200	1220	12	362,9	12	362,9	–	–	–	–
1400	1420	13	457,9	14	492,7	–	–	–	–

Примечание. Масса труб вычислена с учетом усилений швов при плотности стали 7850 кг/м³.

муфтами асбестоцементные патрубки. Технические условия при небольших [illegible] При этом для трубопроводов с рабочим давлением до 0,9 МПа применяются трубы ВТ-9, а до 1,2 МПа — трубы ВТ-12. Соединение труб производится асбестоцементными муфтами САМ-9, САМ-12 (по ГОСТ 539-73). Герметизация муфтовых соединений осуществляется с помощью уплотнительных колец из теплостойкой резины ИРП-1220 по форме и размерам, отвечающим требованиям ГОСТ 5228-76. Соединение асбестоцементных труб со стальными отводами и патрубками осуществляется асбестоцементными самоуплотняющимися муфтами с уплотнительными кольцами из теплостойкой резины. Диаметр стальных патрубков должен соответствовать диаметрам асбестоцементных труб.

Толщины стенок труб для тепловых сетей определяются расчетом на прочность в зависимости от принятых параметров теплоносителя, типа труб и марок стали. Возможность поставки труб необходимого качества и типоразмеров должна проверяться по товарному сортаменту труб, выпускаемых промышленностью. Следует принимать ближайшую большую толщину стенки трубы по сравнению с полученной по расчету.

Ввиду отсутствия в настоящее время специального сортамента труб для тепловых сетей в табл. 3.4—3.6 приведен сортамент труб для изготовления трубопроводов на $p_{раб} \leqslant 2{,}2$ МПа для тепловых электростанций, утвержденный протоколом Минэнерго СССР.

В табл. 3.7 приведены толщины стенок электросварных спиральношовных труб по ТУ 14-3-954-80 «Трубы стальные электросварные спиральношовные диаметром от 530 до 1420 мм для трубопроводов тепловых и атомных электростанций и тепловых сетей». Толщины в табл. 3.7 получены расчетом на прочность и соответствуют толщинам стенок труб по указанным ТУ. Возможность их поставки должна согласовываться с заводом-изготовителем.

В табл. 3.8 приведена характеристика оцинкованных водогазопроводных труб (по ГОСТ 3262-75*), применяемых для сетей горячего водоснабжения. Соединение этих труб должно осуществляться на сварке.

В спецификациях на трубы в проектах тепловых сетей кроме параметров теплоносителей, характеристик труб и марок стали должны оговариваться дополнительные требования к поставке труб, предусмотренные [71], при условии, что эти требования выполняются заводами-изготовителями в соответствии с ГОСТ или ТУ на трубы по согла-

Таблица 3.8. Трубы стальные водогазопроводные оцинкованные по ГОСТ 3262-75* (СТ СЭВ 107-74) высшего качества

Условный проход труб D_y, мм	Наружный диаметр труб $D_н$, мм	Толщина стенки труб S, мм		Масса 1 м трубы без муфты, кг	
		легких	обыкновенных	легких	обыкновенных
15	21,3	2,5	2,8	1,16	1,28
20	26,8	2,5	2,8	1,50	1,66
25	33,5	2,8	3,2	2,12	2,39
32	42,3	2,8	3,2	2,73	3,09
40	48,0	3,0	3,5	3,33	3,84
50	60,0	3,0	3,5	4,22	4,88
65	75,5	3,2	4,0	5,71	7,05
80	88,5	3,5	4,0	7,34	8,34
100	114,0	4,0	4,5	10,85	12,15
125	140,0	4,0	4,5	13,42	15,04
150	165,0	4,0	4,5	15,88	18,04

Примечание. В таблице приведена масса неоцинкованных труб. Оцинкованные трубы тяжелее неоцинкованных на 3%.

сованию с потребителем, либо эти требования вообще не предусматриваются ГОСТ или ТУ на трубы и в этом случае они оговариваются в заказной спецификации, но тогда должны выполняться монтажными организациями за счет резерва на непредвиденные работы и затраты.

Если трубы, предусмотренные проектом, изготовлены по специальным техническим условиям для тепловых сетей со всеми необходимыми прочностными свойствами, как например, спиральношовные трубы по ТУ 14-3-954-80, то никаких дополнительных требований в проекте не предусматривается.

В табл. 3.9 приведена масса 1 м труб

3.3. Детали трубопроводов

Для тепловых сетей должны использоваться преимущественно детали и элементы трубопроводов заводского изготовления. В табл. 3.10 приведены детали трубопроводов по типовой серии 4.903-10 вып. 1.

Для гибких компенсаторов, углов поворотов и других гнутых элементов трубопроводов должны использоваться крутоизогнутые отводы заводского изготовления с радиусом гиба не менее одного диаметра трубы. Допускается принимать нормальноизогнутые отводы с радиусом гиба не менее 3,5 диаметра трубы.

Для трубопроводов водяных тепловых сетей с рабочим давлением теплоносителя 2,5 МПа включительно допускаются свар-

Таблица 39 **Масса 1 м трубы, кг, при $\rho_{ст} = 7850$ кг/м³ (по ГОСТ 10704-76 и ГОСТ 8732-78)**

$D_н$, мм	Толщина стенки трубы S, мм														
	2,0	2,5	3,0	3,5	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
[illegible] 32	1,48	1,82	2,15	2,46	2,76										
[illegible] 38	1,78	2,19	2,59	2,98	3,35										
[illegible] 45	2,12	2,62	3,11	3,58	4,04										
[illegible] 57	2,71	3,36	4,00	4,62	5,23										
[illegible] 76	3,65	4,53	5,40	6,26	7,10	8,76	10,36								
[illegible] 89	4,29	5,33	6,36	7,38	8,39	10,36	12,28								
[illegible] 108	5,23	6,50	7,77	9,02	10,26	12,70	15,09								
[illegible] 133		8,05	9,59	11,18	12,72	15,78	18,79								
[illegible] 159			11,54	13,42	15,29	18,99	22,64	26,24	29,79						
[illegible] 194				16,44	18,74	23,30	27,82	32,28	36,70						
[illegible] 219				18,60	21,21	26,39	31,52	36,60	41,63	46,61					
250	273				26,54	33,05	39,51	45,92	52,28	58,60					
300	325				31,67	39,46	47,20	54,90	62,54	70,14					
350	377				36,80	45,87	54,90	63,87	72,80	81,68	90,51				
400	426				41,63	51,91	62,15	72,33	82,47	92,56	102,59				
450	480					58,57	70,14	81,65	93,12	104,54	115,91	127,23	138,50		
[illegible] 500	530							90,28	102,99	115,64	128,24	140,79	153,30		
[illegible]	630							107,55	122,72	137,83	152,90	167,92	182,89		
	720							123,09	140.5	157,8	175,1	192,3	209,5	243,8	
	820							140,3	160,2	180,0	199,8	219.5	239,1	278,3	
	920							157,6	179,9	202,2	224,4	246,6	268,7	312,8	
[illegible]	020								199,7	224,4	249,1	273,7	298,3	347,3	
	220									268,8	298,4	328,0	357,5	416,4	475,0
[illegible]	420										347,7	382,2	416,7	485,4	554,0

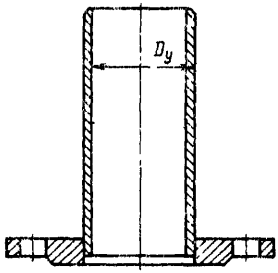


Рис. 3.1. Фланец плоский приварной по ГОСТ 12820-80 с патрубком по чертежам Т105

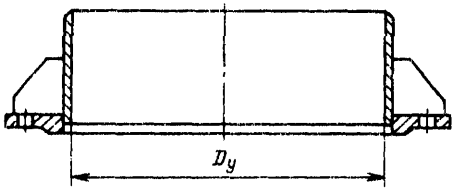


Рис. 3.2. Фланец плоский приварной по чертежам Т106

ные секторные отводы. Штампосварные тройники и отводы допускаются для теплоносителей всех параметров. Штампосварные и сварные секторные отводы допускается использовать при условии проведения 100%-ного контроля сварных соединений отводов ультразвуковой дефектоскопией или просвечиванием.

Сварные секторные отводы допускается принимать при условии их изготовления с внутренним подваром сварных швов. Использовать детали трубопроводов, в том числе и отводы из электросварных труб со спиральным швом, не допускается.

Ленинградским филиалом института «Энергомонтажпроект» разработана документация на штампосварные отводы из углеродистой стали марок 20, 20К с углом 90°, 60°, 45° и 30°, диаметром 700, 800, 1000 и 1200 мм, радиусом гиба $1{,}5D_н$ на условное давление 1,6 и 2,5 МПа. Отводы изготовляются с параметрами и размерами, приведенными на чертежах Л8-452.000 и в ТУ 34.42.11041.86 «Отводы штампосварные из углеродистой стали для АЭС и ТЭС».

Фланцевые соединения применяются для соединения труб с арматурой, арматуры между собой и установки измерительных диафрагм.

Для фланцевых соединений арматуры с трубопроводами $D_y > 150$ мм при условном давлении воды $p_y \leqslant 2{,}5$ МПа в спецификациях рекомендуется закладывать фланцы приварные встык (по ГОСТ [illegible]) при использовании арматуры с условным [illegible]

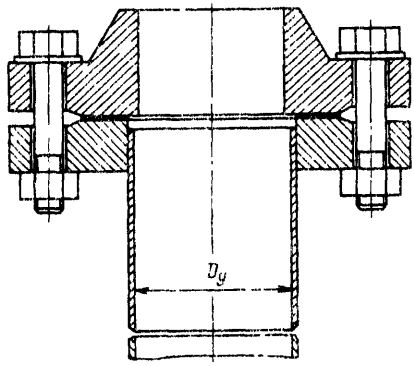


Рис. 3.3 Фланцевое соединение трубопроводов $p_y = 2{,}5$ МПа с арматурой $p_y = 4{,}0$ и $p_y = 6{,}4$ МПа по чертежам Т108

нием $p_y = 6{,}2$ МПа для воды с $p_y \leqslant 2{,}5$ МПа и $t \leqslant 200$ °С принимаются фланцевые соединения по типовым рабочим чертежам Т108 серии 4.903-10 (выпуск 1).

Для фланцевых соединений арматуры с трубопроводами $D_y > 150$ мм при параметрах воды $p_y \leqslant 2{,}5$ МПа и $t \leqslant 200$ °С принимаются плоские приварные фланцы (по ГОСТ 1255-67) с патрубком по типовым рабочим чертежам Т105 и плоские приварные фланцы с патрубком по чертежам Т106 (рис. 3.1 и 3.2) или фланцевые соединения по чертежам Т108 (рис. 3.3), Т109.

При применении для фланцевых соединений плоских фланцев с патрубками по серии 4.903-10 необходимо сопоставить толщины стенок патрубков, заложенных в чертежах Т105, Т106, Т108 и Т109 с толщинами стенок труб для трубопроводов. Если толщины стенок для труб больше принятых для патрубков, их следует увеличить до толщины стенок труб, принятых в проекте, и произвести соответствующую корректировку спецификаций (пересчитать массу). При подборе ответных фланцев к арматуре необходимо руководствоваться типом уплотнительной поверхности, принятой в конструкции арматуры.

При проектировании тепловых сетей ответные фланцы обычно применяются с уплотнительными поверхностями (по ГОСТ 12815-80) – исполнение 1 – с соединительными выступами, исполнение 2 – с выступом и исполнение 3 – с впадиной. Исполнение уплотнительной поверхности указывается в обозначении фланца.

Перечень ГОСТ на фланцы арматуры соединительных частей и трубопроводов приведен в табл. 3.11, перечень типовых рабочих чертежей фланцевых соединений и фланцев с патрубками – в табл. 3.12.

Таблица 3.10 **Детали трубопроводов на $p_y = 2{,}5$ МПа, $t \leqslant 200$ °С (серия 4.903-10, выпуск 1)**

Наименование	Условный проход D_y, мм	Обозначение
Отвод крутоизогнутый 45°, 60°, 90°	40 – 500	Т50
Отвод сварной 20°30′, 30°, 45°, 60°, 67°30′ и 90°	150 – 1400	Т51
Отвод с гибом 15° – 180°	25 – 400	Т54
Труба с косым срезом	150 – 700	Т55
Переход сварной листовой концентрический и эксцентрический	50 – 1400	Т57
Переход сварной лепестковый на $p_y \leqslant 1{,}6$ МПа	150 – 1400	Т58
Диффузор	600 – 1400	Т59
Конфузор	600 – 1400	Т60
Ответвление трубопроводов	20 – 1400	Т90
врипритык (тип А), врезное (тип Б)	20 – 1400	Т93
с усиленным штуцером врипритык	175 – 1400	Т91
с накладкой	150 – 1400	Т94
Тройник сварной равнопроходный	400 – 1400	Т96
Тройник сварной переходный	400 – 1400	Т98
Заглушка штампованная	40 – 500	Т114
Заглушка плоская приварная	40 – 450	Т115
Заглушка плоская приварная с ребрами	450, 500	Т116

Из крепежных деталей для фланцевых соединений при $p_y \leqslant 2{,}5$ МПа применяются болты получистые с шестигранной головкой с основной метрической резьбой по ГОСТ 7798-70*, гайки получистые шестигранные по ГОСТ 5915-70* Технические условия – по ГОСТ 1759-70*

Для уплотнения фланцевых соединений применяются мягкие прокладки (по ГОСТ 15180-70) из паронита общего назначения (по ГОСТ 481-80*) марки ПОН. Толщина прокладок рекомендуется 1,5 – 2 мм. Применение прокладок толщиной более 3 мм не рекомендуется. Материал для фланцевых соединений приведен в табл. 3.13.

Поставка арматуры с ответными фланцами, крепежными деталями и прокладками осуществляется объектам Минэнерго СССР и Мингазпрома по заказам-нарядам Союзглаварматуры.

Другим потребителям арматура может быть поставлена с ответными фланцами, крепежными деталями и прокладками в соответствии с действующими ГОСТ и ТУ, что должно быть оговорено в заказе-наряде. Крепежные детали к ответным фланцам поставляются только в том случае, когда по условиям работы арматуры они являются специальными. Метизы общего назначения в комплект поставки не входят.

В соответствии с ГОСТ 12815-80 фланцы трубопроводов и соединительных частей, а также присоединительные фланцы арматуры выпускаются с уплотнительными поверхностями девяти типов: исполнение 1 – с соединительным выступом; исполнение 2 – с выступом; исполнение 3 – с впа-

Таблица 3.11. **Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов**

ГОСТ	Наименование
ГОСТ 12815-80	Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на p_y от 0,1 до 20 МПа Типы. Присоединительные размеры и размеры уплотнительных поверхностей.
ГОСТ 12816-80	То же. Общие технические требования
ГОСТ 12817-80	Фланцы литые из серого чугуна на p_y от 0,1 до 1,6 МПа. Конструкция и размеры
ГОСТ 12818-80	Фланцы литые из ковкого чугуна на p_y от 1,6 до 4,0 МПа. Конструкция и размеры
ГОСТ 12819-80	Фланцы литые стальные на p_y от 1,6 до 20 МПа. Конструкция и размеры
ГОСТ 12820-80	Фланцы стальные плоские приварные на p_y от 0,1 до 2,5 МПа. Конструкция и размеры
ГОСТ 12821-80	Фланцы стальные приварные встык на p_y от 0,1 до 20,0 МПа. Конструкция и размеры
ГОСТ 12822-80	Фланцы стальные свободные на приварном кольце на p_y от 0,1 до 2,5 МПа. Конструкция и размеры

Пример условного обозначения при заказе круглого стального приварного встык фланца D_y 50 мм на $p_y = 1{,}0$ МПа (10 кгс/см²) из стали 25 исполнения 1 (с соединительным выступом) фланец 1-50-10, сталь 25 ГОСТ 12821-80

Таблица 3.12. **Сводная таблица типовых рабочих чертежей плоских приварных фланцев с патрубками и фланцевых соединений (серия 4.903-10, выпуск 1)**

Условный проход D_y, мм	Обозначение	Наименование чертежей	Пределы применения		
			Температура теплоносителя (не более), °С	Условное давление p_y, МПа	
				трубопровода	арматуры
10 – 1600 10 – 1000 10 – 600 10 – 500	Т105	Фланец плоский приварной $p_y \leqslant 2{,}5$ МПа по ГОСТ 1255-67 с патрубком	300	0,2; 0,25 0,6 1,0; 1,6 2,5	0,2; 0,25 0,6 1,0; 1,6 2,5
1200 – 1400 700 – 1400 600 – 1400	Т106	Фланец плоский приварной $p_y \leqslant 2{,}5$ МПа по чертежам. Т106.00.00.001 с патрубком	300	0,6 1,0; 1,6 2,5	0,6 1,0; 1,6 2,5
15 – 300 50 – 400	Т108	Фланцевое соединение трубопровода $p_y \leqslant 2{,}5$ МПа с арматурой $p_y = 4{,}0$ и $p_y = 6{,}2$ МПа, имеющей фланцы с впадиной. Для фланцевого соединения применен фланец плоский приварной по чертежам Т108.00.00.001 с патрубком	300	2,5	6,4 4,0
15 – 400	Т108	То же с арматурой $p_y = 4{,}0$ МПа, имеющей фланцы с гладкой уплотнительной поверхностью	300	2,5	4,0
500, 600 600, 800, 1000	Т109	Фланцевое соединение трубопровода $p_y \leqslant 2{,}5$ МПа с арматурой $p_y \leqslant 6{,}2$ МПа. Для фланцевых соединений применен фланец плоский приварной по чертежам Т109.00.00.001 с патрубком	300	2,5 1,0	4,0; 6,4 2,5

Таблица 3.13. **Материал для фланцевых соединений**

Тип фланца	Условное давление p_y, МПа	Условный проход D_y, мм	Материал		
			Фланцы	Болты (по ГОСТ 7798-70*)	Гайки (по ГОСТ 5915-70*)
Стальные плоские приварные по ГОСТ 12820-80	1,0; 1,6 2,5	10 – 600 10 – 500	ВСт3сп5 по ГОСТ 380-71* из листа по ГОСТ 14637-79	Сталь марки 20 по ГОСТ 1050-74**. Класс прочности 4.6 по ГОСТ 1759-70**	Сталь марки 20 (10) по ГОСТ 1050-74**. Класс прочности 5 по ГОСТ 1759-70**
Стальные приварные встык по ГОСТ 12821-80 с соединительным выступом	10; 16; 25	10 – 1200 10 – 800			

Примечания: 1. ГОСТ 1759-70**, технические требования распространяются на болты, шпильки, винты и гайки с диаметром резьбы от 1 до 48 мм.

2. Класс прочности для болтов обозначен двумя числами. Первое число, умноженное на 10, определяет минимальное сопротивление в кгс/мм². второе – отношение предела текучести к временному сопротивлению в процентах; произведение чисел определяет предел текучести в кгс/мм². Класс прочности для гаек обозначен одним числом, которое при умножении на 10 дает напряжение от испытательной нагрузки в кгс/мм².

диной; исполнение 4 – с шипом; исполнение 5 – с пазом; исполнение 6 – под линзовую прокладку; исполнение 7 – под прокладку овального сечения; исполнения 8, 9 – под фторопластовые прокладки.

Исполнение уплотнительной поверхности указывается в обозначении фланца. В водяных тепловых сетях в основном применяются фланцы с уплотнительной поверхностью исполнения 1 и 2.

3.4. Опоры трубопроводов

Для опирания и подвески труб предусматриваются:

опоры скользящие – независимо от направления горизонтальных перемещений трубопроводов при всех способах прокладки и для всех диаметров труб (табл. 3.14 и рис. 3.4, 3.5, 3.6) и опоры диэлектрические (табл. 3.15 и 3.16 и рис. 3.7, 3.8, 3.9);

опоры катковые – для труб диаметром 200 мм и более при осевом перемещении труб при прокладке в туннелях, коллекторах, на кронштейнах и на отдельно стоящих опорах и эстакадах (табл. 3.17 и рис. 3.10 и 3.11);

опоры шариковые – для труб диаметром 200 мм и более при горизонтальных

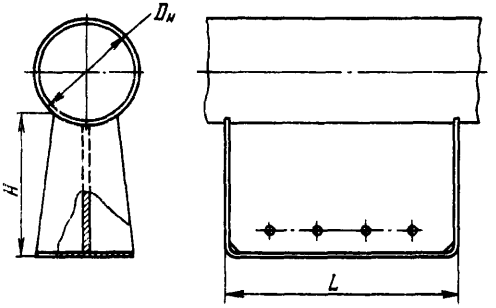


Рис. 3.4. Опоры скользящие $D_н$ 32÷159 мм

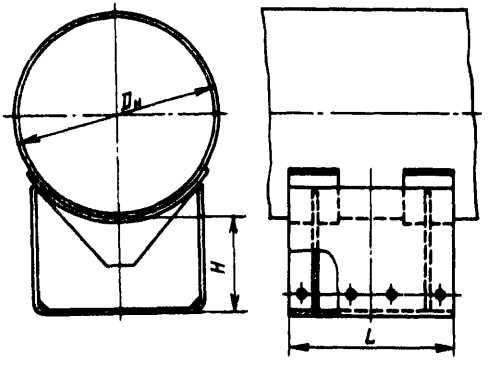


Рис. 3.5. Опоры скользящие $D_н$ 194÷630 мм

Таблица 3.14. **Опоры трубопроводов скользящие высотой $H = 100, 150, 200$ мм** (серия 4.903-10. выпуск 5)

Условный проход труб D_y, мм	Обозначения	Длина опоры L, мм	Максимально допустимое осевое тепловое перемещение трубопровода Δ, мм
25 – 150	Т13.01 – Т13.12 Т14.01 – Т14.12	170 340	90 260
175 – 600	Т13.13 – Т13.39 Т14.13 – Т14.39 Т15.01 – Т15.27	170 340 680	90 260 600
700 – 1400	Т14.40 – Т14.57 Т15.28 – Т15.45	340 680	220 560

Пример обозначения скользящей опоры для трубопровода $D_н = 76$ мм, $H = 100$ мм: опора скользящая 76Т13.04.

Таблица 3.15. **Опоры трубопроводов скользящие диэлектрические высотой $H = 100, 150, 200$ мм** (серия 4.903-10, выпуск 5)

Условный проход труб D_y, мм	Обозначения	Длина опоры L, мм	Максимально допустимое осевое тепловое перемещение трубопровода Δ, мм
175 – 350	Т16.01 – Т16.15 Т17.01 – Т17.15 Т18.01 – Т18.15	170 340 680	90 260 600
350 – 600	Т16.16 – Т16.30 Т17.16 – Т17.30 Т18.16 – Т18.30	170 340 680	90 260 600
700 – 1400	Т17.31 – Т17.48 Т18.31 – Т18.48	340 680	220 560

Пример обозначения скользящей диэлектрической опоры для трубопровода $D_н = 194$ мм, $H = 200$ мм: опора диэлектрическая 194-Т16.03

перемещениях труб под углом к оси трассы, при прокладке в туннелях, коллекторах, на кронштейнах и на отдельно стоящих опорах (табл. 3.18);

опоры подвесные пружинные – для труб диаметром 150 мм и более в местах вертикальных перемещений труб (табл. 3.19 и 3.20 и рис. 3.12, 3.13);

опоры подвесные жесткие – при надземной прокладке трубопроводов с гибкими

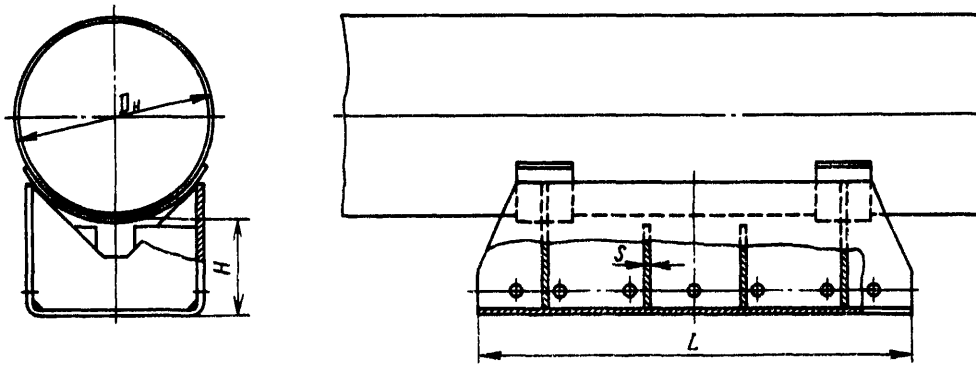


Рис. 3.6. Опоры скользящие $D_н$ 194÷1420 мм

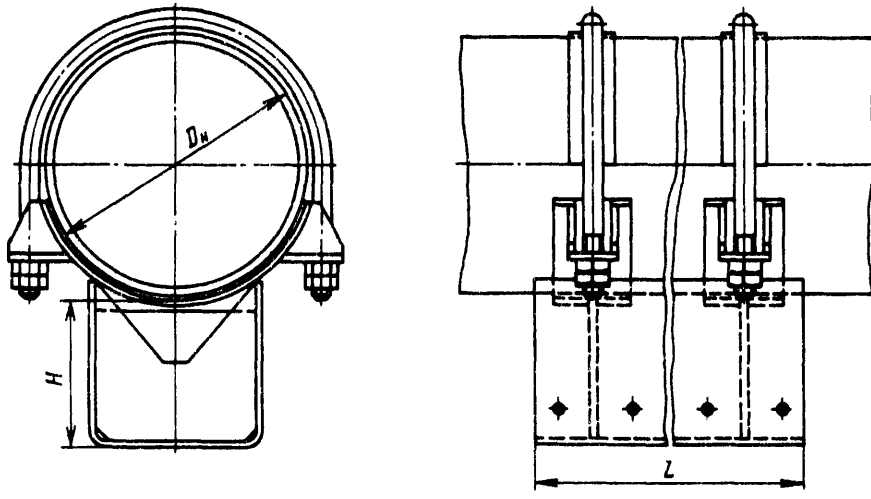


Рис. 3.7. Опоры скользящие диэлектрические $D_н$ 194÷377 мм

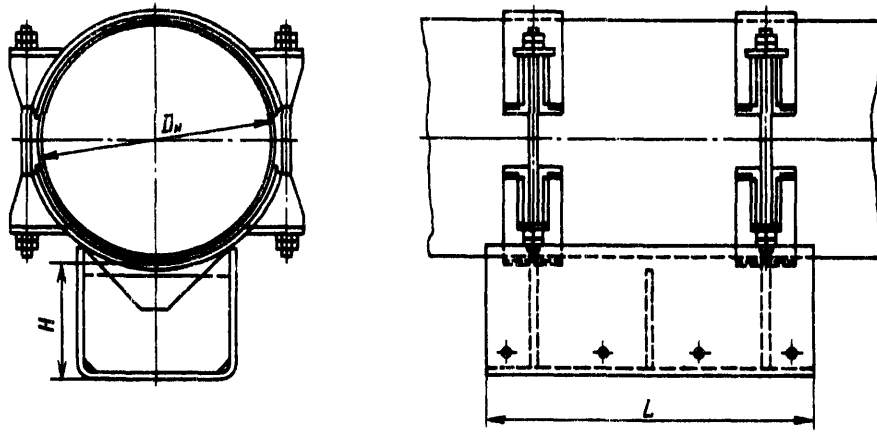


Рис. 3.8. Опоры скользящие диэлектрические $D_н$ 377÷1420 мм

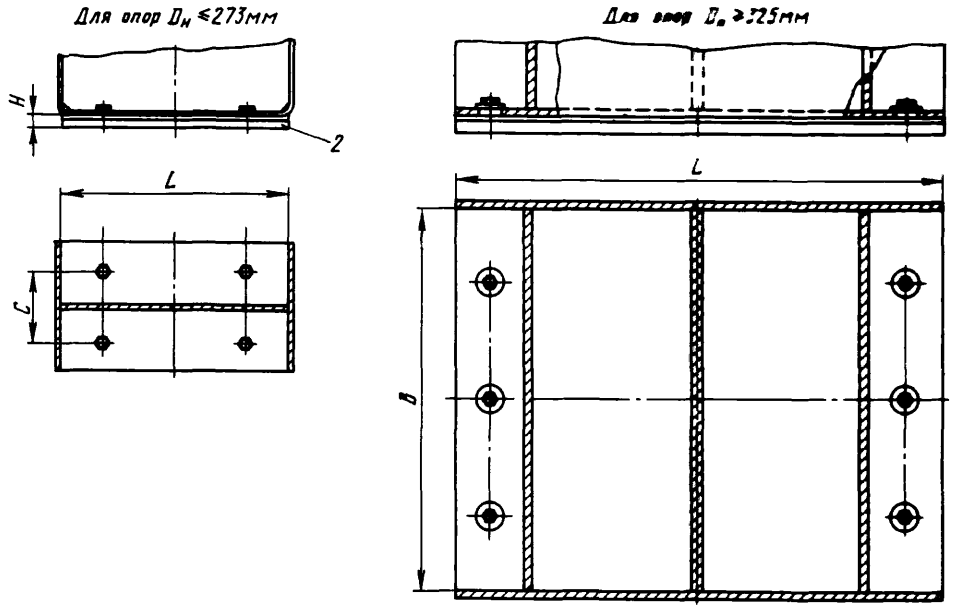


Рис. 3.9. Опоры скользящие. Плиты опорные с диэлектрическими прокладками

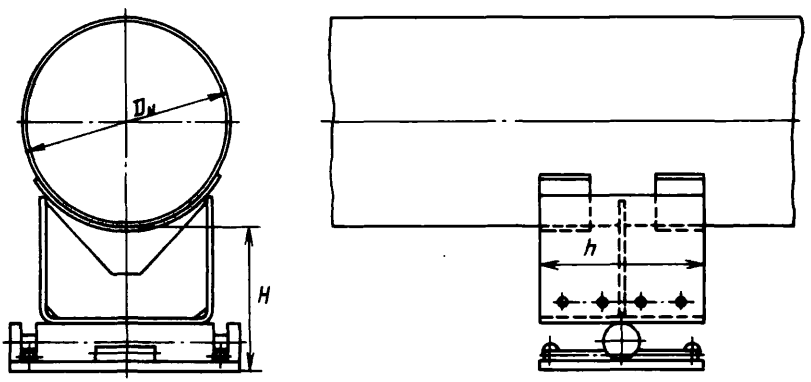


Рис. 3.10. Опоры однокатковые

Таблица 3.16. **Опоры трубопроводов скользящие. Плиты опорные с диэлектрическими прокладками под опоры скользящие по чертежам Т13, Т14, Т15** (серия 4.903-10, выпуск 5)

Условный проход труб D_y, мм	Обозначение	Длина опоры L, мм
25 – 150	Т43.01 – Т43.08	160, 330
175 – 250	Т43.09 – Т43.17	170, 340, 680
300 – 1400	Т43.18 – Т43.49	170*, 340, 680

* Для D_y 300 ÷ 600 мм.

Пример обозначения плиты диэлектрической для опоры типа Т13.07 плита диэлектрическая Т43.05.

компенсаторами и на участках самокомпенсации (табл. 3.21).

Уклон трубопроводов при катковых и шариковых опорах труб должен приниматься не более

$$i \leqslant 0{,}5 \cdot r,$$

где r – радиус катка или шарика, мм.

Длина жестких подвесок должна приниматься для водяных тепловых сетей не менее десятикратного теплового перемещения подвески, наиболее удаленной от неподвижной опоры.

Для трубопроводов тепловых сетей предусматриваются неподвижные опоры следующих типов:

лобовые (табл. 3.23 и рис. 3.14, 3.15);

боковые (табл 3 22),
щитовые (табл 3 24 и рис 3 16, 3 17),
лобовые для сальниковых компенсаторов (табл 3 25 и рис 3 18),
хомутовые (табл 3 26 и рис 3 19),
бугельные (табл 3 26 и рис 3 20)

Таблица 3 17 **Опоры трубопроводов катковые** (серия 4 903–10, выпуск 5)

Тип опоры	Условный проход труб D_y мм	Обозначение	Длина опоры L мм	Максимально допустимое осевое тепловое перемещение трубопровода Δ мм
Однокатковая	175–250	Т19 01–Т19 06*	170	180
			340	520
	300–600	Т19 07–Т19 18	170	100
			340	440
	700–1400	Т19 19–Т19 24	340	440
Двухкатковая	700–1400	Т20 01–Т20 12	340	200
			680	800

* Высота $H = 150$ мм для остальных опор $H = 200$ мм

Пример обозначения однокатковой опоры для трубопровода $D_н = 219$ мм $\Delta = 180$ мм опора однокатковая 219 Т19 03

Таблица 3 18 **Опоры трубопроводов шариковые** (серия 4 903-10, выпуск 5)

Условный проход труб D_y, мм	Обозначение	Высота опоры мм		Максимально допустимое осевое тепловое перемещение трубопровода Δ мм
		H_1	H_2	
175–400	Т21 01–Т21 12	150	250	200 и 400
480–600	Т21 13–Т21 18	200	300	200 и 400
700	Т21 19–Т21 20	150	250	200 и 400
700–1400	Т21 21–Т21 42	200	300	200 и 400

Пример обозначения опоры шариковой $D_н = 194$ мм опора шариковая 194Т21 01

Таблица 3 19 **Опоры подвесные пружинные для горизонтальных трубопроводов** (серия 4 903-10, выпуск 6)

Условный проход труб D_y мм	Обозначение
150–400	Т27 01–Т27 14
350–1400	Т28 01–Т28 22
700–1400	Т29 01–Т29 06

Пример обозначения подвесной опоры исполнения 1 для трубопроводов $D_н = 377$ мм опора подвесная 1-377Т27 11

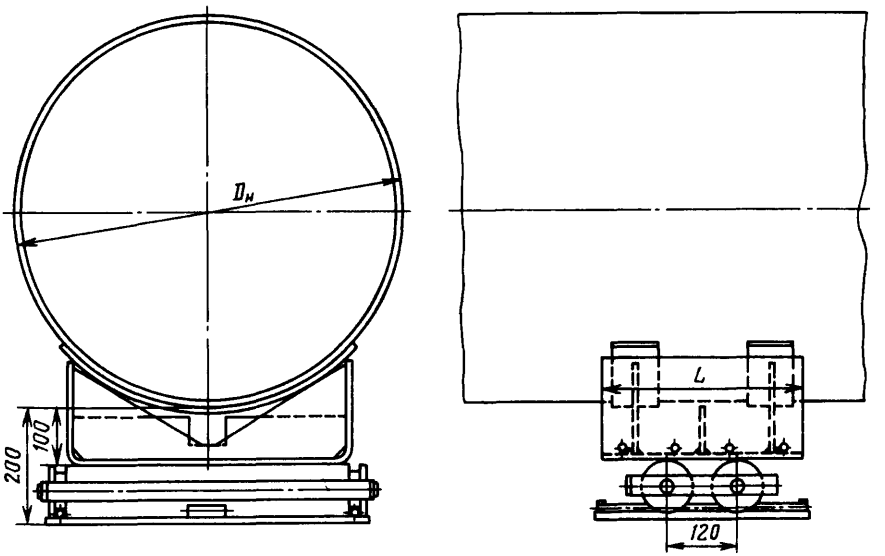


Рис 3 11 Опоры двухкатковые

Таблица 3.20. **Опоры подвесные пружинные для вертикальных трубопроводов** (серия 4.903-10, выпуск 6)

Условный проход труб D_y, мм	Обозначение
150 – 1400	Т41.01 – Т41.25

Пример обозначения подвесной опоры исполнения 1 для трубопровода $D_н = 377$ мм: опора подвесная 1-377Т41.06.

Таблица 3.21. **Опоры подвесные жесткие для горизонтальных трубопроводов** (серия 4.903-10, выпуск 6)

Условный проход труб D_y, мм	Обозначение
25 – 70	Т22.01 – Т22.35
80 – 300	Т23.01 – Т23.56
250 – 600	Т24.01 – Т24.56
400 – 600	Т25.01 – Т25.28

Пример обозначения подвесной опоры исполнения 1 для трубопровода $D_н = 194$ мм: опора подвесная 1-194Т23.30

Таблица 3.22 **Опоры трубопроводов неподвижные боковые** (серия 4.903-10, выпуск 4)

Тип опоры	Наружный диаметр трубопровода $D_н$, мм	Обозначение
Тип I Тип II с защитой от электрокоррозии	194 – 1420	Т10.04 – Т10.18
Тип III Тип IV с защитой от электрокоррозии	377 – 1420	Т10.19 – Т10.28

Примечание. Опоры типа Т10 могут устанавливаться в сочетании с опорами типа Т4 – Т9 и Т46 в зависимости от осевой силы.

Пример обозначения боковой неподвижной опоры для трубопровода $D_н$ 194 мм, тип I: опора боковая 194-1Т10.04

Опоры подбираются по типовым рабочим чертежам в зависимости от вертикальных и горизонтальных нагрузок, допускаемых для опор каждого типа.

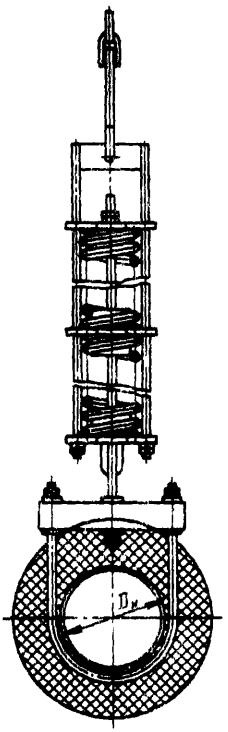


Рис. 3.12. Опоры подвесные пружинные для горизонтальных трубопроводов $D_н$ 159 ÷ ÷ 426 мм

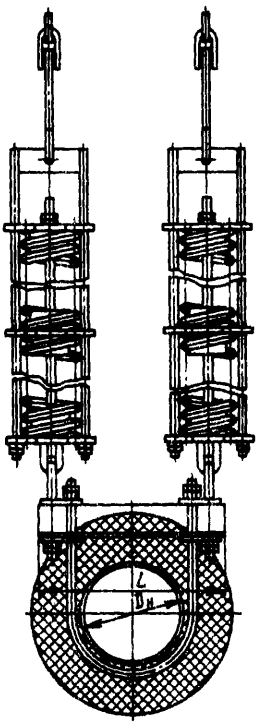


Рис. 3.13. Опоры подвесные пружинные для горизонтальных трубопроводов $D_н$ 377 ÷ ÷ 1420 мм

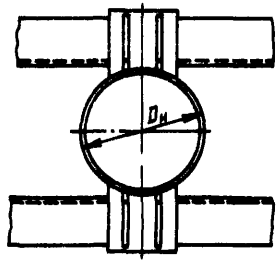


Рис 3 14 Опоры неподвижные лобовые двухупорные для трубопроводов $D_н$ 108 – 1420 мм

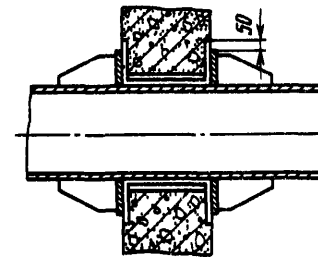


Рис 3 15 Опоры неподвижные лобовые четырехупорные для трубопроводов $D_н$ 133 – – 1420 мм

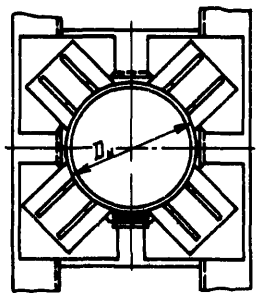


Рис 3 16 Опоры неподвижные щитовые для трубопроводов $D_н$ 108 – 1420 мм, тип III, с защитой от электрокоррозии

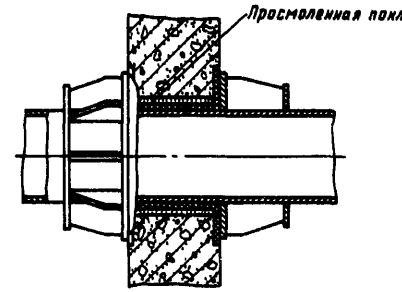


Рис 3 17 Опоры неподвижные щитовые усиленные для трубопроводов $D_н$ 108 – 1420 мм, тип III, с защитой от электрокоррозии

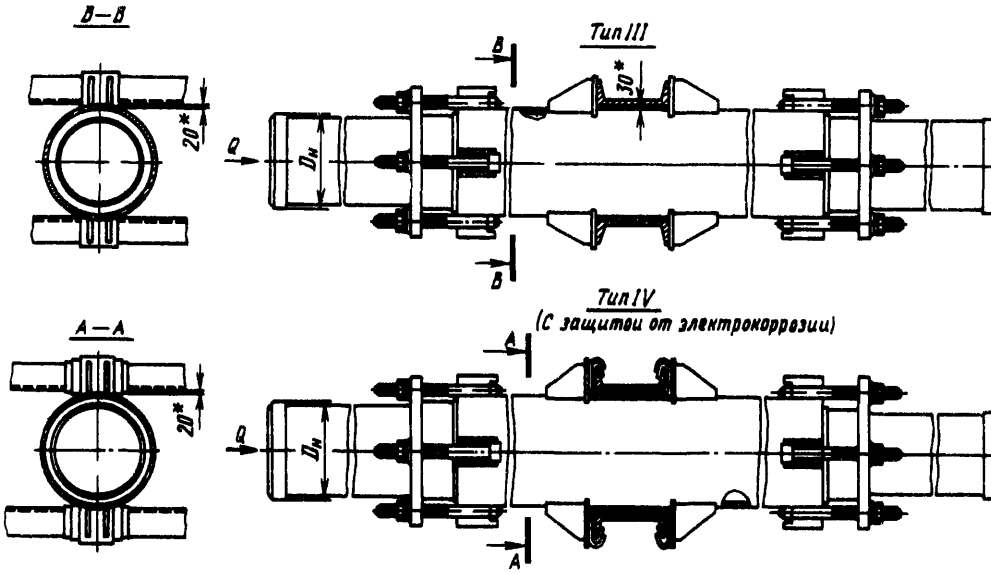


Рис 3 18 Опоры неподвижные лобовые для двухсторонних сальниковых комплексаторов $D_н$ 530 – 820 мм

Таблица 3 23 **Опоры трубопроводов неподвижные лобовые** (серия 4.903-10, выпуск 4)

Тип опоры	Наружный диаметр трубопровода $D_н$, мм	Обозначение
Двухупорные, тип I, II Двухупорные с защитой от электрокоррозии, тип III, IV	108 – 1420	Т4 01 – Т4 18
Четырехупорные, тип I, II, V Четырехупорные с защитой от электрокоррозии, тип III, IV	133 – 1420	Т5.02 – Т5.18
Двухупорные усиленные тип I, II	108 – 1420	Т6 01 – Т6.18
тип V, VI	194 – 1420	Т6.19 – Т6.33
Двухупорные усиленные с защитой от электрокоррозии. тип III, IV,	108 – 1420	Т6 01 – Т6 18
тип VII, VIII	194 – 1420	Т6.19 – Т6 33
Четырехупорные усиленные, тип I, II	426 – 1420	Т7 09 – Т7 16
Четырехупорные усиленные с защитой от электрокоррозии, тип III, IV		

Пример обозначения опоры неподвижной лобовой двухупорной усиленной для трубопровода $D_н$ = 325 мм, тип I опора 325-1Т6 07

Таблица 3 24 **Опоры трубопроводов неподвижные щитовые** (серия 4 903-10, выпуск 4)

Тип опоры	Наружный диаметр трубопровода $D_н$, мм	Обозначение
Тип I, II	108 – 1420	Т8.01 – Т8 26
Тип III, IV с защитой от электрокоррозии		
Тип I, II усиленные	426 – 1420	Т9 09, Т9 10, Т9 12, Т9.14
Тип III, IV усиленные с защитой от электрокоррозии		Т9.16, Т9.18, Т9 20, Т9.22, Т9.24, Т9 25, Т9.26

Пример обозначения опоры неподвижной щитовой усиленной для трубопровода $D_н$ = = 530 мм, тип I опора 530-1Т8 12

Таблица 3 25 **Опоры трубопроводов неподвижные лобовые для сальниковых компенсаторов** (серии 4 903-10, выпуск 4)

Тип опоры	Наружный диаметр трубопровода $D_н$, мм	Обозначение
Тип I	530 – 820	Т46 11 – Т46 14
Тип II с защитой от электрокоррозии Тип III Тип IV с защитой от электрокоррозии		

Примечание Опоры разработаны для тех диаметров трубопроводов, для которых корпус компенсатора выполнен из труб, не вошедших в номенклатуру труб для тепловых сетей

Пример обозначения неподвижной опоры для сальникового компенсатора $D_н$ 630 мм, тип I опора 630-1Т46 12

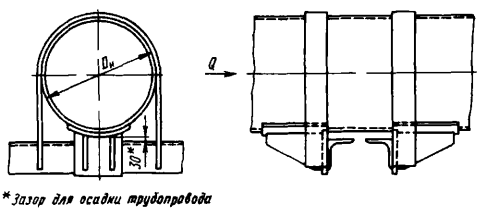


Рис 3 19. Опоры неподвижные хомутовые бескорпусные для трубопроводов $D_н$ 108 ÷ – 1020 мм, тип II

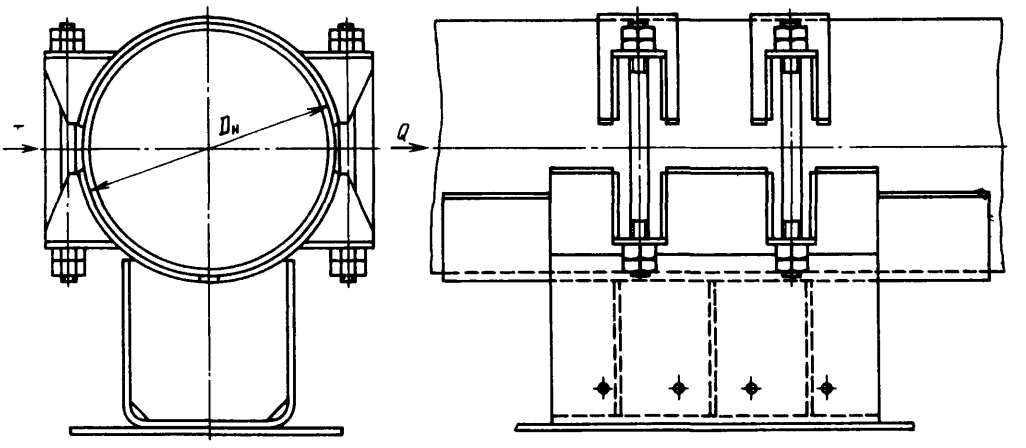


Рис 3.20. Опоры неподвижные надземной прокладки для трубопроводов $D_н$ 377÷1420 мм

Таблица 3.26. **Опоры трубопроводов неподвижные с хомутами и бугелями** (серия 4.903-10, выпуск 4)

Тип опоры	Наружный диаметр трубопровода $D_н$, мм	Обозначение	Тип опоры	Наружный диаметр трубопровода $D_н$, мм	Обозначение
Опоры неподвижные хомутовые	32 – 219	Т3.01 – Т3.11	То же с защитой от электрокоррозии: тип III тип IV	108 – 1020	Т11.01 – Т11.16 Т11.17 – Т11.32
Опоры неподвижные хомутовые бескорпусные тип I тип II		Т11.01 – Т11.16 Т11.17 – Т11.32	Опоры неподвижные хомутовые	57 – 377	Т12.01 – Т12.33
			То же бугельные	377 – 1420	Т44.01 – Т44.33

Глава четвертая

АРМАТУРА И ОБОРУДОВАНИЕ

4.1. Арматура

В тепловых сетях применяется преимущественно стальная арматура. Чугунную арматуру допускается применять для параметров воды и диаметров трубопроводов, предусмотренных в [71] и приведенных в табл. 4.1. При этом независимо от способов и места прокладки тепловых сетей (кроме тепловых пунктов и сетей горячего водоснабжения), параметров воды и диаметров трубопроводов не допускается применять арматуру из серого чугуна в районах с расчетной температурой наружного воздуха для проектирования отопления ниже −10°С, а из ковкого – ниже −30 °С. На выводах тепловых сетей от источников теплоты и на вводах ГТП и МТП должна, как правило, предусматриваться стальная запорная арматура.

Для всех параметров воды принимать арматуру из серого чугуна на спускных и дренажных устройствах не допускается. При установке чугунной арматуры необхо-

Таблица 4.1. **Пределы применения чугунной арматуры**

Давление условное P_y, МПа	Температура среды °С, не выше	Условный проход, мм, не более	ГОСТ и марка чугуна
1,6	300	80	ГОСТ 1215-79 (не ниже марки КЧ 30-6)
1,0	200	300	ГОСТ 1412-79 (не ниже марки СЧ 15-32)
0,6	120	600	
0,25	120	1600	

димо предусматривать защиту от изгибающих усилий.

В подземных отдельно стоящих ГТП на вводе трубопроводов тепловой сети рекомендуется устанавливать запорную арматуру с электроприводом независимо от диаметра трубопроводов.

Для районов строительства тепловых сетей с расчетной температурой наружного воздуха для проектирования отопления ниже −40 °С желательно применять арматуру из низколегированной стали. При применении арматуры общепромышленного назначения, изготовленной из углеродистой стали, необходимо предусматривать мероприятия, исключающие возможность снижения температуры стали при транспортировке, хранении, монтаже и эксплуатации ниже −30 °С [22]

Выпускаемые в настоящее время электроприводы к задвижкам в соответствии с данными тульского завода «Электропривод» могут работать при температуре окружающей среды от 40 до −40 °С.

Выбор арматуры производится по условному проходу, рабочим параметрам среды, по требуемому типу привода, а также в зависимости от климатического района строительства тепловых сетей.

Институтом «Теплоэлектропроект» разработаны и согласованы с Союзглаварматурой с целью унификации применяемых вентилей, задвижек и обратных клапанов и ограничения использования в проектах дефицитной арматуры «Рекомендации по номенклатуре арматуры для тепловых сетей». Рекомендуемые и допускаемые к применению типы клапанов, задвижек и обратных клапанов приведены в табл. 4.2, 4.8, 4.9, 4.10, составленных на основании 3-го издания указанных рекомендаций (1981 г.).

В проектах должна закладываться рекомендуемая арматура, а допускаемая может быть применена при отсутствии рекомендуемой арматуры для ее замены при конкретном размещении заказов.

В таблицах приведено условное обозначение арматуры, принятое в каталогах на промышленную трубопроводную арматуру и в сбытовых документах (прейскурантах оптовых цен, ведомостях заказа и т. п.), для арматуры, не имеющей условного обозначения, приведен номер чертежа. В отдельных случаях условное обозначение арматуры дублируется номером чертежа.

Условные обозначения состоят из цифр и букв.

Первые две цифры обозначают тип арматуры: 14 и 15 – клапан; 16 – клапан обратный подъемный; 19 – клапан обратный поворотный; 30 и 31 – задвижка.

Буквы за цифрами обозначают материал, применяемый для изготовления корпуса арматуры: с – сталь; ч – серый чугун; кч – ковкий чугун; Б – латунь, бронза.

Цифры после букв обозначают конструктивные особенности изделия в пределах данного типа и вид привода. Одна или две цифры обозначают номер модели (ручной привод с маховиком), при наличии трех цифр первая обозначает вид привода: 3 – механический с червячной передачей, 5 – то же с конической передачей, 9 – электрический.

Последние буквы обозначают материал уплотнительных поверхностей: бр – бронза, латунь; нж – коррозионно-стойкая (нержавеющая) сталь; п – пластмассы (кроме винипласта).

Буквы в конце обозначают исполнение электропривода: Б – взрывозащищенное (взрывобезопасное); Т – тропическое.

Цифры в конце обозначают исполнение.

Изделия без вставных или наплавленных колец, т. е. с уплотнительными поверхностями непосредственно на корпусе или затворе, обозначены буквами «бк» (без колец).

Примеры:

30с964нж – задвижка стальная с электроприводом с уплотнительной поверхностью из нержавеющей стали;

16с13нж – клапан обратный подъемный стальной с уплотнительной поверхностью из нержавеющей стали;

15Б16к – клапан (вентиль) муфтовый латунный без вставных или наплавленных колец.

Для тепловых сетей преимущественно должна приниматься бесфланцевая арматура (с концами под приварку) по мере освоения ее промышленностью и фланцевая. Предусматривать приварку фланцевой арматуры непосредственно к трубопроводу (без ответных фланцев) не допускается из-за возможного ее перекоса при сварочных работах.

Муфтовая арматура может применяться только для трубопроводов $D_y \leqslant 100$ мм при

давлении теплоносителя до 1,6 МПа и температуре до 115 °С и ниже в случае применения водогазопроводных труб.

При выборе арматуры различного назначения (краны, задвижки, клапаны, обратные клапаны и др.) необходимо проверять возможность ее поставки по «Сводной заявке потребности продукции машиностроения на соответствующий год по Союзглаварматуре» (разд. I – VII), которая выпускается Союзглаварматурой ежегодно на последующий год.

Арматура, не вошедшая в Сводную заявку, считается нетиповой, для ее получения необходимо согласование с ЦКБА, и потребность в ней должна направляться до 1 апреля года, предшествующего планируемому, в Минхиммаш и Союзглаварматуру.

Основные габаритные и присоединительные размеры и масса арматуры, пределы ее применения в зависимости от параметров среды, характеристика присоединительных концов, допускаемое рабочее положение на трубопроводе, класс герметичности, материалы основных деталей, чертежи общих видов и прочие данные принимаются по каталогам на промышленную трубопроводную арматуру, разработанным Ленинградским производственным объединением арматуростроения «Знамя труда» им. И. И. Лепсе (ЛПОА «Знамя труда»), части I – V.

При отсутствии сведений об арматуре в указанных каталогах необходимые для проектирования данные могут быть приняты по техническим описаниям и инструкциям заводов-изготовителей на этот вид арматуры.

Рабочее положение арматуры по отношению к направлению движения теплоносителя следует принимать исходя из того, что рабочая среда для задвижек может подаваться с любой стороны, а для клапанов и обратных клапанов – по стрелке, указанной на корпусе.

Рабочее положение арматуры на трубопроводе принимается в соответствии с указаниями каталогов-справочников или данными заводов-изготовителей. В том случае, если в графе каталога «Рабочее положение» указывается «любое», запорную арматуру допускается устанавливать в любом промежуточном положении в диапазоне 90° между вертикальным и горизонтальным положениями шпинделя (в пределах верхней полуокружности). Устанавливать запорную арматуру шпинделем вниз в пределах нижней полуокружности не рекомендуется.

Запорная арматура в тепловых сетях предусматривается для отключения трубопроводов, ответвлений и перемычек между трубопроводами, секционирования магистральных и распределительных тепловых сетей на время ремонта и промывки тепловых сетей и т. п. В соответствии с [22] установка запорной арматуры предусматривается на всех выводах тепловых сетей от источников теплоты независимо от параметров теплоносителя и диаметров трубопроводов. При этом не допускается дублирования арматуры внутри и вне здания.

На трубопроводах водяных тепловых сетей $D_y \geqslant 100$ мм согласно [22] должны быть установлены секционирующие задвижки на расстоянии не более 1000 м друг от друга с устройством перемычки между подающим и обратным трубопроводами диаметром, равным 0,3 диаметра трубопровода, но не менее 50 мм. На перемычке должны предусматриваться две задвижки и контрольный клапан между ними D_y 15÷25 мм. Допускается увеличивать расстояние между секционирующими задвижками для трубопроводов D_y 400÷500 мм до 1500 м при обеспечении спуска воды или заполнения секционированного участка одного трубопровода в течение не более 2 – 4 ч, для трубопроводов $D_y \geqslant 600$ мм – до 3000 м, а для трубопроводов надземной прокладки $D_y \geqslant 900$ мм – до 5000 м при обеспечении заполнения участка в течение не более 5 ч.

Запорная арматура должна согласно [22] устанавливаться в узлах на трубопроводах ответвлений $D_y \geqslant 100$ мм, а также в узлах ответвлений на трубопроводах тепловых сетей к отдельным зданиям. При длине ответвлений к отдельным зданиям до 30 м и при их диаметре 50 мм и менее допускается запорную арматуру на этих ответвлениях не устанавливать. При этом должна предусматриваться запорная арматура, обеспечивающая отключение группы зданий с суммарной тепловой нагрузкой, не превышающей 0,6 МВт.

В качестве запорной арматуры в тепловых сетях применяются задвижки, клапаны и затворы. Для труб $D_y \geqslant 50$ мм в качестве запорной арматуры непосредственно в сетях рекомендуются задвижки как арматура, имеющая по сравнению с клапанами меньшее гидравлическое сопротивление, а также допускающая любое направление движения теплоносителя.

На участках, требующих особо надежного и плотного отключения, рекомендуется устанавливать клапаны, обеспечивающие большую плотность отключения.

Рекомендуемые и допускаемые типы задвижек приведены в табл. 4.2.

Для задвижек и затворов диаметром 500 мм и более при давлении $p_y \geqslant 1{,}6$ МПа

Таблица 4.2. **Задвижки**

Обозначение задвижки	Условные проходы D_y, мм	Пределы применения (не более)				Присоединение к трубопроводу	Материал корпуса
		по каталогу		в тепловых сетях			
		p_y, МПа	t, °С	p_y, МПа	t, °С		
Рекомендуемые задвижки							
30ч47бр	50, 80, 100, 125, 150, 200	1,0	225	1,0	200	Фланцевое	Серый чугун
31ч6нж (И13061)	50, 80, 100, 125, 150	1,0	225	1,0	200		
31ч6бр	80	1,6	225	1,0	200		
30с14нж1	200	1,0	200	1,0	200	Фланцевое	Сталь
30ч6бр (ГЛ16003)	200, 250, 300	1,0	225	1,0	200		Серый чугун
	350, 400	1,0	225	0,6	120		
30ч915бр	500, 600, 800, 1200	1,0	100	0,6 0,25	100	Фланцевое	Серый чугун
30ч930бр	1000	1,0	120	0,25	120		
30с64бр	200	2,5	225	2,5	225	Фланцевое и с концами под приварку	Сталь
ИА12015	400	2,5	200	2,5	200	С концами под приварку	
Л12014 (30с924нж)	1000, 1200, 1400	2,5	200	2,5	200		
30с64нж (ПФ-11010-00)	100	2,5	225	2,5	225	Фланцевое и с концами под приварку	Сталь
30с76нж	50, 80, 100, 150, 200, 250/200	6,4	300	6,4	300	Фланцевое	Сталь
30с97нж (ЗЛ11025Сп1)	150, 200, 250	2,5	300	2,5	300	Фланцевое и с концами под приварку	Сталь
30с65нж (НА11053-00)	150, 200, 250	2,5	250	2,5	250		
30с564нж (МА11022.04)	300	2,5	300	2,5	300		
30с572 нж 30с927нж	400/300 500, 600, 800	2,5	300	2,5	300	Фланцевое и с концами под приварку	Сталь
30с964нж	1000/800	2,5	300	2,5	300		

Продолжение табл. 4.2

Обозначение задвижки	Условные проходы D_y, мм	Пределы применения (не более)				Присоединение к трубопроводу	Материал корпуса
		по каталогу		в тепловых сетях			
		p_y, МПа	t, °С	p_y, МПа	t, °С		
Допускаемые задвижки							
30ч6бр (ГЛ16003)	50, 80, 100, 125, 150	1,0	225	1,0	200	Фланцевое	Серый чугун
30ч930бр	600, 1200, 1400	0,25	120	0,25	120		
31ч6бр	50	1,6	225	1,0	200		
ЗКЛ2–16	50, 80, 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 500, 600	1,6	450	1,6	450		Сталь
30с64нж	200	2,5	300	2,5	300	Фланцевое и с концами под приварку	Сталь
30с567нж (ИА11072-12)	400	2,5	300	2,5	300	Под приварку	
300с964нж	500	2,5	300	2,5	300	Фланцевое и с концами под приварку	Сталь
30с967нж (ИАЦ072-09)	500, 600	2,5	300	2,5	300	Под приварку	

Примечание. Задвижки ИА12015, Л12014 (30с924нж) и 30с927нж – с невыдвижным шпинделем, остальные – с выдвижным шпинделем

Таблица 4.3. **Диаметры обводов для задвижек и тип запорной арматуры**

Наименование	Условный проход запорной арматуры D_y, мм				
	300	350–600	800	1000	1200, 1400
Условный проход разгрузочного байпаса D_y, мм (не менее)	25	50	80	100	150
Тип запорной арматуры на байпасе	15с27нж1	15с22нж 30с76нж		15с22нж 30с64нж	15с22нж 30с97нж

и $D_y > 300$ мм при $p_y \geq 2{,}5$ МПа должны предусматриваться обводные трубопроводы с запорной арматурой (разгрузочные байпасы) диаметрами не менее указанных в табл. 4.3.

В дренажных узлах для труб $D_y \geq 100$ мм желательно вместо клапанов применять задвижки, так как клапаны, как правило, засоряются и требуют периодической очистки.

В зависимости от режима работы запорная арматура должна быть полностью открыта либо закрыта.

Использовать запорную арматуру в качестве регулирующей не допускается. В связи с этим при необходимости производить регулировку с помощью задвижек или клапанов предусматривается установка специальной единицы арматуры.

При выборе запорной арматуры следует иметь в виду, что задвижки и затворы $D_y \geq 500$ мм должны во всех случаях при-

Таблица 4.4. **Основные размеры диффузоров и конфузоров** (серия 4.903 – 10, выпуск 1)

Условный проход трубопровода D_y, мм	Условный проход задвижки D_y, мм	Ориентировочная длина, мм	
		диффузора Т59	конфузора Т60
600	500	850	165
700	500	1550	300
800	500	2350	460
900	600	2350	460
1000	800	1650	320
1200	800	3290	630
1400	1000	3290	630

Таблица 4.5. **Стальные поворотные дисковые затворы с ручным управлением D_y 200 ÷ 400 мм на $p_y = 2{,}5$ МПа, $t \leqslant 200$ °С с концами под приварку (рис. 4.1)**

Условный проход D_y, мм	Размеры, мм			Масса, кг
	L	H	h	
200	250	217	168	40
250	450	265	145	95
300	450	265	170	115
400	580	305	210	400

Изготовитель: Ивано-Франковский арматурный завод.

ниматься с электроприводом. При дистанционном управлении задвижками арматура на байпасах (обводах) принимается также с электроприводом.

При автоматизации системы теплоснабжения запорную арматуру с электроприводом предусматривают при любом диаметре трубопроводов.

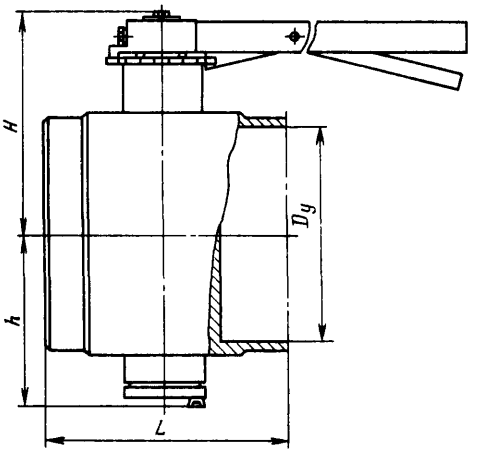


Рис. 4.1. Затвор

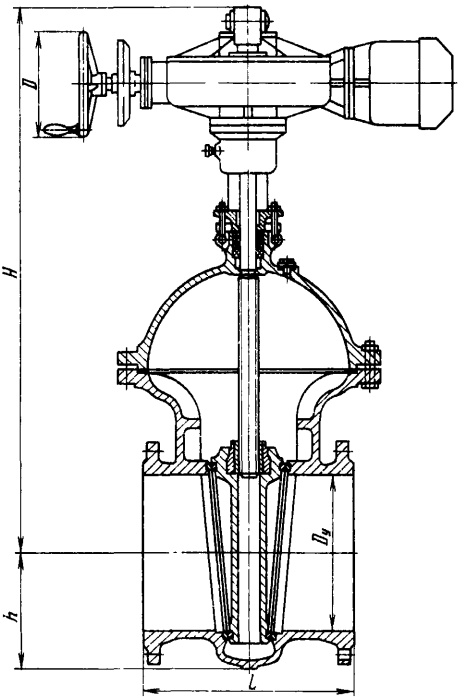


Рис. 4.2. Задвижка клиновая с невыдвижным шпинделем типа 30с927нж

В стесненных условиях прокладки тепловых сетей на трубопроводах $D_y \geqslant 600$ мм как исключение допускается применять задвижки меньшего диаметра с устройством по ходу воды конфузоров и диффузоров. Если возможно двухстороннее движение воды (кольцевая схема), то вместо конфузора устанавливают входной диффузор. Конструкции диффузоров принимаются по чертежу типовой серии 4.903-10, вып. 1 Т59, а конфузоров – по чертежу Т60. Основные габаритные размеры в соответствии с этими чертежами даны в табл. 4.4.

Конструкция малогабаритной запорной арматуры – затворы для водяных тепловых сетей $p_y \leqslant 2{,}5$ МПа, $t \leqslant 200$ °С, D_y 200 ÷ 1400 мм (технические требования по ОСТ 26-07-224-81) с концами под приварку (рис. 4.1) – разработана ЦКБА. Уплотнение затвора – термостойкое резиновое кольцо. Допустимый перепад давления на затвор – не более 1,6 МПа. Направление подачи среды – любое. Управление затвором – ручное рукояткой (D_y 200 мм); ручное от редуктора (D_y 250, 300, 400 мм); от электропривода (D_y 500, 600, 800, 1000, 1200, 1400 мм). Основные габаритные размеры, тип электродвигателя и масса затворов приведены в табл. 4.5 и 4.6. Затвор устанавливается на

Таблица 46 **Стальные поворотные дисковые затворы с электроприводом D_y 500 – 1400 мм на $p_y = 2{,}5$ МПа, $t \leqslant 200$ °С с концами под приварку (по чертежу К99068)**

Условный проход D_y, мм	Размеры, мм			Электродвигатель		Время открытия или закрытия затвора, с	Масса, кг
	L	H	h	Тип	Мощность кВт		
500	630	665	330	4АХС80А4 или АОЛС2-21-4УЗ	1,3	57	545
600	630	670	380			66	620
800	750	1000	500	4АСТ005493 или АОЛС2-31-4УЗ	3,2 или 3	66	1480
1000	800	1200	640			86	1750
1200	850	1265	745	4АС13254 или АОС2-42-4УЗ	8,5 7,5	80	2580
1400	1000	1305	895			80	3500

Изготовитель Ивано-Франковский арматурный завод (D_y 500 – 1000 мм), Усть-Каменогорский арматурный завод (D_y = 1200, 1400 мм)

Таблица 47 **Характеристика стальных задвижек с невыдвижным шпинделем с электроприводом с концами под приварку на $p_y = 2{,}5$ МПа, $t \leqslant 200$ °С** (рис 4 2)

Условный проход D_y, мм	Размеры, мм			Электродвигатель			Масса, кг	Условное обозначение	
	L	H	h	Тип	Мощность	Время открывания или закрывания, мин		№ чертежа	табл (фигура)
400	600	1900	–	Б099 054сп2	–	1,04	582	ИА12015	–
500	700	1946	367	14ЛС-1325-4УЗ или АОС-52-4УЗ	8,5 или 7	2,8 или 1,2	1543	ПТ12003 12	30с927нж
600	800	1995	–			3,3	2000	МА12002	30с927нж
800	1000	2830	–			5,8	4240	ПТ12003 12	30с927нж
1000	2400	2952	–	–	–	–	–	ПТ12003 12	30с927нж
1200	2200	3330	970	4АС-1325-4УЗ или АОС-2-42-4УЗ	8,5 или 7,5	5,5	11615	Л12014	30с924нж
1400	2800	3330	970				12365	Л12014	30с924нж

Изготовители и калькодержатели

400 – Ивано-Франковский арматурный завод,

500 – ПО «Пензтяжпромарматура» (чертежи 12 003 12), Кыштымский машиностроительный завод им Калинина (г Кыштым Челябинской обл) (чертежи ЗК1 00 00),

600 – Алексинский завод «Тяжпромарматура» (чертежи МА 12002),

800 D_y 1000 – ПО «Пензтяжпромарматура» (чертежи 12 003 12),

1200 1400 – изготовитель ПО «Каэтяжпромарматура» (г Усть-Каменогорск Казахская ССР), калькодержатель – ЛПОА «Знамя труда» им И И Лепсе

рубопроводе в любом рабочем положении

Разработаны ЦКБА и приняты в серийное производство задвижки клиновые с невыдвижным шпинделем D_y 400 мм с электроприводом и с ручным управлением и D_y 1200 и 1400 мм с электроприводом

Характеристика задвижек с невыдвижным шпинделем приведена в табл 4 7 (рис 4 2)

Рекомендуемые и допускаемые типы клапанов приведены в табл 4 8 и на рис 4 3 и 4 4

Клапаны обратные выпускаются двух основных типов подъемные (тип 16), уста-

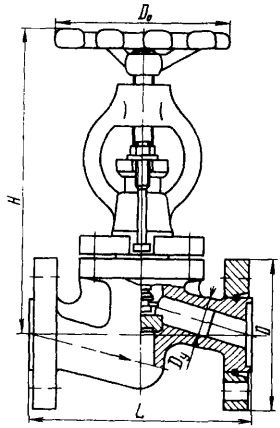


Рис. 4.3. Клапан запорный фланцевый типа 15с27ж

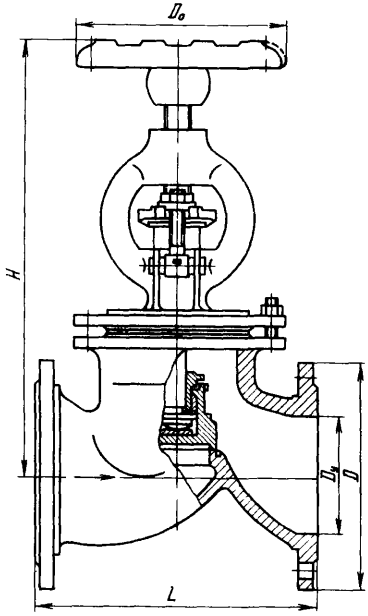


Рис. 4.4. Клапан запорный фланцевый типа 15с22нж

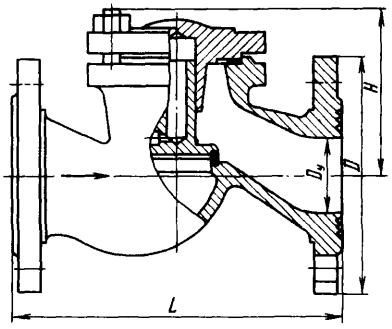


Рис. 4.5. Клапан обратный подъемный типа 16с13нж

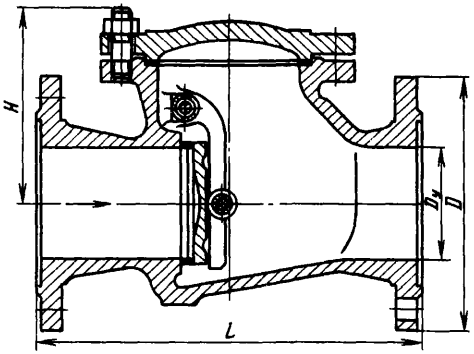


Рис. 4.6. Клапан обратный поворотный типа 19с17нж

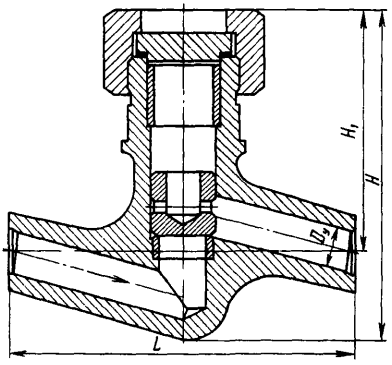


Рис. 4.7. Клапан обратный подъемный типа 922 (3с-6-1)

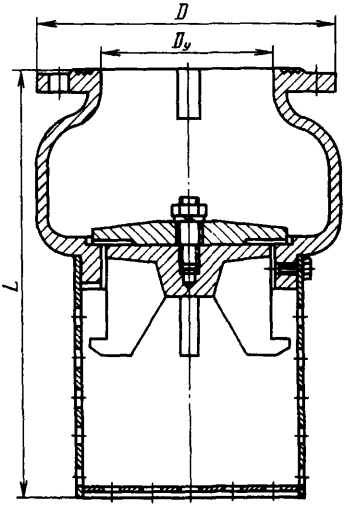


Рис. 4.8. Клапан обратный приемный с сеткой типа 16ч42р

Таблица 4.8. **Клапаны** (рис. 4.3 и 4.4)

Обозначение клапана	Условные проходы D_y, мм	Пределы применения по каталогу (не более)		Пределы применения в тепловых сетях (не более)		Присоединение к трубопроводу	Материал корпуса
		p_y, МПа	t, °С	p_y, МПа	t, °С		
Рекомендуемые клапаны							
15кч6р	15, 20, 25, 32, 40, 50	1,6	225	1,6	115	Муфтовое	Латунь
30ч6р(п2)	25, 32, 40, 50	1,6	225	1,0	200	Фланцевое	Серый чугун
30ч6р(п2)	65, 80	1,6	225	1,0	115	Муфтовое	
30ч6р(п)	100, 125, 150, 200	1,6	225	1,0	200	Фланцевое	
30ч9п1(п2)	25, 32, 40, 50	1,6	225	1,6	225	Фланцевое	Ковкий чугун
30ч19п	40, 50	1,6	200	1,6	200		
30ч16п1 (У21205)	65, 80	2,5	225	1,6	225		
30ч16нж (У21205)	32, 40, 50, 65, 80	2,5	300	1,6	300		
30с22нж (У21003М)	40, 50, 65, 80, 100, 150, 200	4,0	425	4,0	425	Фланцевое	Сталь
30с27нж1 (К32191)	15, 20, 25, 32, 40	6,4	425	6,4	425		
Допускаемые клапаны							
5ч8бр(п2)	15, 20, 25, 32, 40, 50	1,6	225	1,0	115	Муфтовое	Серый чугун
5кч18п1(п2)	15, 20, 25, 32, 40, 50	1,6	225	1,6	115		Ковкий чугун
5кч16п1 (У21205)	32, 40, 50	2,5	225	1,6	225	Фланцевое	Ковкий чугун
5кч2п (У22053)	65	1,6	225	1,6	115	Муфтовое	
15кч22бр	40, 50, 65, 80	4,0	225	1,6	225	Фланцевое	
15с58нж	25, 32, 40, 50, 80, 100	1,6	425	1,6	425		Сталь

Примечание. При применении клапана прямоточного типа 15с58нж1 требуется согласование с ЛПОА «Знамя труда».

навливаемые на горизонтальных трубопроводах (табл. 4.9 и рис. 4.5) и поворотные (тип 19), устанавливаемые как на горизонтальных, так и на вертикальных трубопроводах (табл. 4.10 и рис. 4.6).

В связи с отсутствием стальных обратных клапанов D_y 25, 32 и 40 мм в номенклатуре промышленной трубопроводной арматуры для этих условных проходов рекомендуется применение обратных клапанов подъемных 3с-6-1, 3с-6-2, 3с-6-3 (рис. 4.7), принятых по номенклатуре Барнаульского котельного завода. Возможность их поставки согласована с Союзглаварматурой.

Наряду с перечисленными обратными клапанами в дренажных насосных и других местах используются клапаны обратные приемные с сеткой 16ч42р (табл. 4.11, рис. 4.8). Эти клапаны рассчитаны на условное давление 0,25 МПа и температуру воды не выше 50 °С.

ЛПОА «Знамя труда» разработана кон-

Таблица [illegible] **подъемные**

Обозначение	Условный проход D_y, мм	Пределы применения (не более)				Присоединение к трубопроводу
		по каталогу		в тепловых сетях		
		p_y, МПа	t, °С	p_y, МПа	t, °С	
16ч3бр	25	[illegible]		[illegible]	200	Фланцевое
16ч6бр	80, 100, 150	[illegible]		[illegible]	200	
16кч9п1	40, 50, 65, 80	[illegible]		[illegible]	225	
16кч9нж (Л41007)	32, 40, 50, 65, 80	[illegible]		[illegible]	300	
16Б1бк	15, 20, 25, 40, 50	[illegible]		[illegible]	115	Муфтовое
16Б5нж (П341001)	15, 25, 32	[illegible]		[illegible]	225	Фланцевое
16с13нж	25, 40, 50, 65, 80, 100, 150, 200	[illegible]		[illegible]	425	
922(3с-6-1)	20	10	[illegible]		450	Под приварку
923(3с-6-2)	25	10	[illegible]		450	
924(3с-6-3)	32	10	[illegible]		450	

Таблица 4.10 **Клапаны обратные поворотные**

Обозначение клапана	Условный проход D_y, мм	Пределы применения (не более)				Присоединение к трубопроводу
		по каталогу		в тепловых сетях		
		p_y, МПа	t, °С	p_y, МПа	t, °С	
19ч16бр (КА44004.00)	50, 80, 100, [illegible]	6	225	1,0	200	Фланцевое
19ч21бр (Л44075.03)	200, 250	[illegible]	225	1,0	200	
19ч16р	300	[illegible]	[illegible]	1,0	80	Фланцевое
19ч16р	400, 500, 600	1,0	[illegible]	0,6	80	
19ч19р (ПФ44003)	800, 1000	1,0	2	0,25	120	
19с38нж	50, 80, 100	6,4	450	6,4	450	Фланцевое
19с17нж (ГЛ44001)	[illegible] 200, 250	4,0	450	4,0	450	
19с47нж (по типу 19с36нж2) (ИА44078)	[illegible] 400, [illegible]	4,0	450	4,0	450	Под приварку
19с35нж1 (ПТ44070-02 ИА44004.01)	[illegible]	2,5	425	2,5	425	Фланцевое

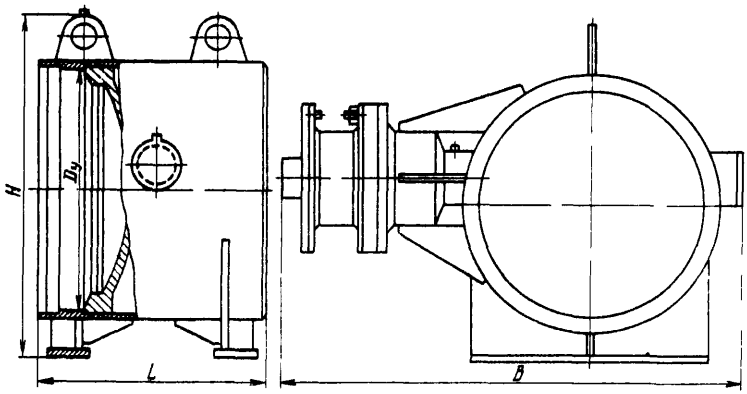


Рис 4 9 Клапан обратный поворотный с демпферным устройством

Таблица 4 11 **Клапан обратный приемный с сеткой, фланцевый 16ч42р** (рис 4 8)

Условный проход D_y мм	Основные размеры мм			Масса кг
	L	D	h	
50	165	140	84	3,8
80	235	185	120	8
100	285	205	156	11
150	395	260	216	24
200	485	315	274	42
250	575	370	290	98
300	665	435	344	145
400	778	535	390	210

Таблица 4 12 **Клапаны обратные поворотные с демпферным устройством стальные на $p_y = 2{,}5$ МПа, $t \leqslant 200$ °С с концами под приварку по чертежам Л44118-500ТУ** (рис 4 9)

Условный проход D_y мм	Размеры мм			Масса кг
	L	H	B	
300	360	485	560	90
400	400	465	670	140
500	480	690	950	570
1200	1000	1520	1720	1650

Изготовитель и калькодержатель – ПО «Каз тяжпромарматура» (г Усть-Каменогорск)

струкция клапанов обратных поворотных с демпферным устройством (табл 4 12, рис 4 9) Клапан открывается поворотом диска, установленного внутри корпуса на оси, смещенной относительно середины корпуса, при подаче рабочей среды и удерживается в открытом положении за счет скоростного напора потока После прекращения подачи воды диск плавно закрывается, для чего на седле предусмотрено демпферное устройство Клапан устанавливается на горизонтальном трубопроводе, при этом ось вращения диска должна быть выше оси трубопровода и должна располагаться в горизонтальной плоскости При установке клапана на вертикальном участке трубопровода рабочая среда должна подаваться снизу вверх

Установка обратных клапанов предусматривается на нагнетательных патрубках каждого насоса до задвижек, на обводных трубопроводах у подкачивающих насосов, а также в других случаях в зависимости от принятой технологической схемы трубопроводов При этом не следует предусматривать обратные клапаны, дублирующие обратные клапаны, устанавливаемые за насосами

4.2. Компенсаторы

В тепловых сетях применяются стальные односторонние и двухсторонние сальниковые компенсаторы Основные параметры компенсаторов приведены в табл 4 13 (рис 4 10)

Сальниковые компенсаторы применяются при подземной прокладке тепловых сетей, а также при прокладке на низких опорах Применять сальниковые компенсаторы для трубопроводов, прокладываемых на эстакадах и отдельно стоящих высоких опорах, допускается в исключительных случаях

Расчетную компенсирующую способность сальниковых компенсаторов принимают на 50 мм меньше предусмотренной конструкцией компенсатора на каждый стакан, чем учитывается возможная податливость неподвижных опор

Длина корпуса двухстороннего компенсатора в типовой серии 4 903-10 дается без учета возможного ответвления от корпуса Если необходимо сделать ответвление в середине двухстороннего компенсатора, длину корпуса следует увеличить, а ответвление предусмотреть в середине корпуса

Осевые неразгруженные сильфонные

Таблица 4.13 **Компенсаторы сальниковые, серия 4.903-10. выпуск 7** (р[illegible])

Условный проход D_y, мм	Пределы применения		Компенсаторы односторонние		Компенсаторы двухсторонние	
	Условное давление p_y, МПа	Температура t, °С	Обозначение	Компенсирующая способность Δ, мм	Обозначение	Компенсирующая способность Δ, мм
100–(175)	2,5	300	Т1 01–Т[illegible]	250	Т1 51–Т1 54	[illegible]
200–350	2,5		Т1 05–Т[illegible]	200 и 400	Т1 55–Т1 62	[illegible]
400–450	2,5		Т1 13–Т[illegible]	300 и 500	Т1 63–Т1 66	[illegible]
500–800	1,6		Т1 17–Т[illegible]	300 и 500	Т1 67–Т1 74	[illegible]
900–1400	1,6		Т1 25–Т1[illegible]	350 и 600	–	–
500–800	2,5		Т1 33–Т1 41	300 и 500	Т1 75–Т1 82	[illegible]
900–1400	2,5		Т1 41–Т1 45	350 и 600	–	–

Пример обозначения одностороннего [illegible] компенсатора D_y 500 [illegible] компенсирующей способностью 300 мм [illegible] сальниковый 500–1,6Т1 17

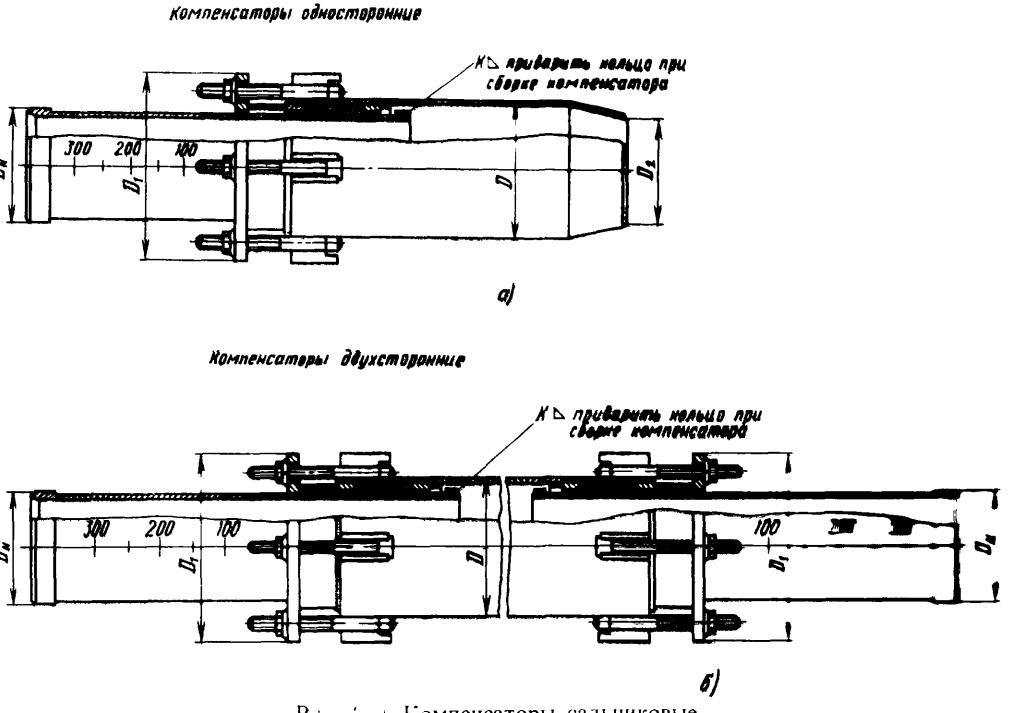


Рис. 4.[illegible] Компенсаторы сальниковые
– [illegible]сторонний, *б* – двухстороннии

Таблица 4.14. **Осевые неразгруженные сильфонные (волнистые) компенсаторы** (рис. 4.11) по ТУ 3-120-81

Условный проход D_y, мм	Пределы применения		Исполнение	
	Условное давление p_y, МПа	Температура t, °С	односекционное	двухсекционное
			Компенсирующая способность Δ, мм	
50—80	1,0; 1,6; 2,5	200	25 (±12,5)	50 (±25)
100—200			50 (±25)	100 (±50)

Пример обозначения компенсатора сильфонного волнистого осевого неразгруженного D_y 50 мм, $p_y = 1{,}0$ МПа с компенсирующей способностью 50 мм КВО 150-10-50 ТУ 3-120-81.

Таблица 4.15. **Осевые неразгруженные сильфонные (волнистые) компенсаторы** (рис. 4.12) по ТУ 5.551-19702-82

Условный проход D_y, мм	Пределы применения		Исполнение	Компенсирующая способность Δ, мм
	Условное давление p_y, МПа	Температура t, °С		
250 и 400	6, 10	200	Односекционное	100(±50)
300 и 350	6			
250 и 400	16, 25		Двухсекционное	
300 и 350	10, 16, 25			
500 и 1000	25			

Пример обозначения компенсатора сильфонного приварного осевого неразгруженного с компенсирующей способностью 100(±50) мм, p_y = 1,6 МПа, D_y 250 мм 2К4 100 16 250

волнистые) компенсаторы выпускаются для трубопроводов диаметром от 50 до 1000 мм. Основные параметры и размеры компенсаторов приведены в табл. 4.14 и 4.15 (рис. 4.11 и 4.12). Осевые сильфонные компенсаторы применяются только на прямолинейных участках трубопроводов, ограниченных неподвижными опорами. Конструкция компенсаторов позволяет применять их в районах строительства с расчетной температурой наружного воздуха для проектирования отопления не ниже −40 °С для компенсаторов по ТУ 3-120-81 и не ниже −30 °С для компенсаторов по ТУ 5.551-19702-82 и при содержа-

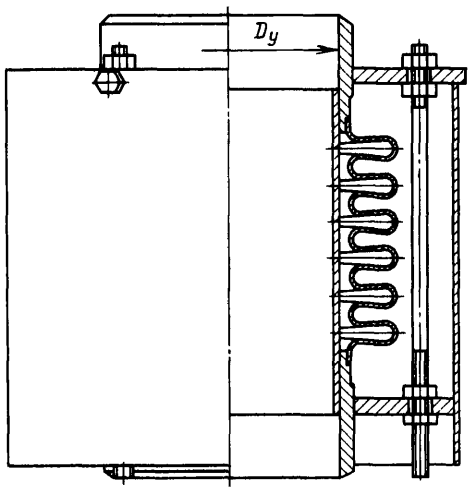


Рис. 4.11. Осевой неразгруженный односекционный сильфонный компенсатор по ТУ 3-120-81

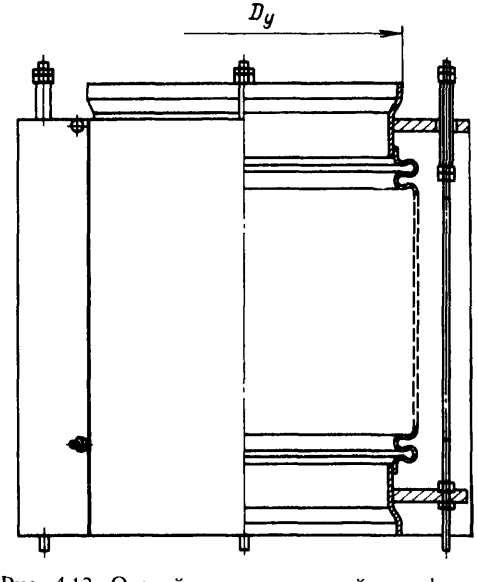


Рис. 4.12. Осевой неразгруженный сильфонный компенсатор односекционный по ТУ 5.551-19702-82

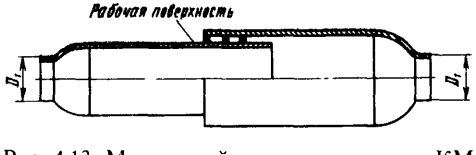


Рис. 4.13. Манжетный компенсатор типа КМ

Таблица 4 16 **Компенсаторы манжетные** (рис 4 13) по ТУ 69 206 82

Условный проход D_y мм	Пределы применения: Рабочее давление p_p МПа	Пределы применения: Температура t °С	Компенсирующая способность Δ мм	№ чертежей
50–250	1 0	115	До 300	Л0213 00 00СБ–Л0213 02 00СБ

Пример обозначения компенсатора манжетного D_y 100 мм КМ100 ТУ 69 206 82

нии в сетевой воде хлоридов не более 30 мг/кг

Сильфонные компенсаторы допускается применять при [illegible] прокладки тепловых сетей

ВНИИЭПсет[illegible] технические условия [illegible] манжетные (ТУ 69 2[illegible] их при строительстве [illegible]ской местности (рис 4 [illegible] компенсаторов и [illegible] приведены в табл 4 16 [illegible] ных соединении ко[illegible] кольца-манжеты [illegible] ИРП1220 (ПБСТУ

4.3. Дрена[illegible]

Для спуска вод[illegible] сетей при ремонтны[illegible] дренажные узлы Т[illegible] приведены в табл [illegible] штуцеров и армату[illegible]

Таблица 4 17 **Дренажные узлы** (серия 4 903-10 выпуск 2) на [illegible] С

Наименование	Услов[illegible] прох трубопр да D [illegible]
Спускник на водяной тепловой сети варианты 1 2 3	50–14[illegible]
Воздушник на водяной тепловой сети	25–14
Штуцер с вентилем для подключения сжатого воздуха для гидропневматической промывки тепловых сетей	50–14[illegible]
Спускник для гидропневматической промывки тепловых сетей варианты 1 2	50–140

Пример условного обозначения спускника выполняемого по вариа[illegible] $D_y = 450$ мм $p_y = 1\,6$ МПа $t = 200$ С и штуцера $D_{y2} = 150$ [illegible]

$\frac{450}{150}(1\,6)200\,1$

Таблица 4 18 **Условные проходы штуцеров и запорной арматуры** [illegible] (серия 4 903 10 выпуск 2)

Наименование	Условный проход трубопровод: 25 32 40	50 65	80	100 125	150	200 250	300	350 400	500 [illegible]
Условный проход штуцера и арматуры для спуска воды (спускник) D_{y2}, мм	–	25	40	40	50	80	100	100	150 [illegible]
То же для выпуска воздуха (воздушник) D_{y2}, мм	15	15	15	20	20	25	25	32	40 [illegible]
То же для спуска воды при гидропневматической промывке D_y мм	–	40	40	80	80	100	200	200	250 [illegible]
То же для подачи сжатого воздуха D мм	–	25	25	40	40	40	50	50	80 [illegible]

4.4. Грязевики

В тепловых сетях применяются грязе- ки горизонтальные, вертикальные и або- ентские Пределы применения грязевиков их обозначение приведены в табл 4 19 рис 4 14 – 4 18)

В соответствии с [21] грязевики в водяных тепловых сетях предусматриваются на трубопроводах перед насосами, на подающем трубопроводе при вводе в тепловой пункт, на обратном трубопроводе в тепловых пунктах перед регулирующими устрой-

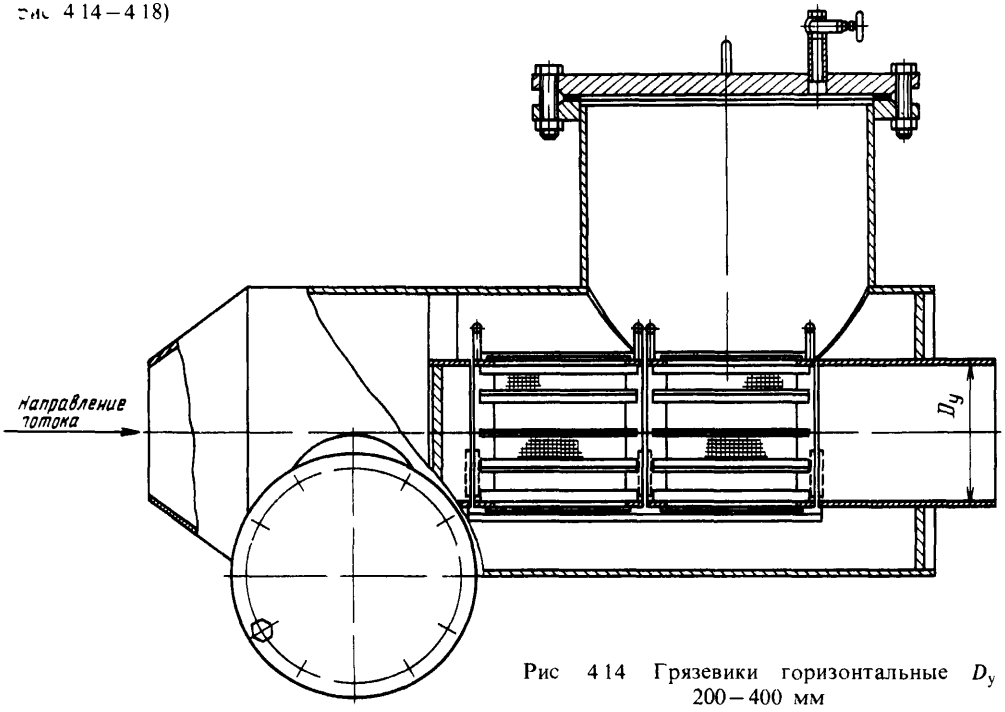


Рис 4 14 Грязевики горизонтальные D_y 200 – 400 мм

Таблица 4 19 **Грязевики** (серия 4 903-10, выпуск 8)

Наименование	Условный проход D_y мм	Пределы применения		Обозначение	№ рисунка
		Рабочее давление $p_р$ МПа	Температура t С		
Грязевики горизонтальные	200 – 400 200 – 400 200 – 400	1,0 1,6 2,5	200	Т30 01 – Т30 05 Т30 11 – Т30 15 Т30 21 – Т30 25	4 14
	450 – 1400 450 – 1400 450 – 1400	1,0 1,6 2,5	200	Т31 01 – Т31 09 Т31 10 – Т31 18 Т31 19 – Т31 27	4 15
Грязевики вертикальные*	200 – 300 200 – 300	1,6 2,5	200	Т32 01 – Т32 03 Т32 04 – Т32 06	4 16
	350 – 1000 350 – 800	1,6 2,5	200 200	Т33 01 – Т33 09 Т33 10 – Т33 16	4 17
Грязевики абонентские	40 – 200 40 – 200	1,6 2,5	200 200	Т34 01 – Т34 09 Т34 11 – Т34 19	4 18

* Грязевики D_y 250 и 300 мм – с эллиптическими днищами

Пример обозначения грязевика $p_y = 1$ 0 МПа D_y 300 мм грязевик 1,0-300 Т30 03

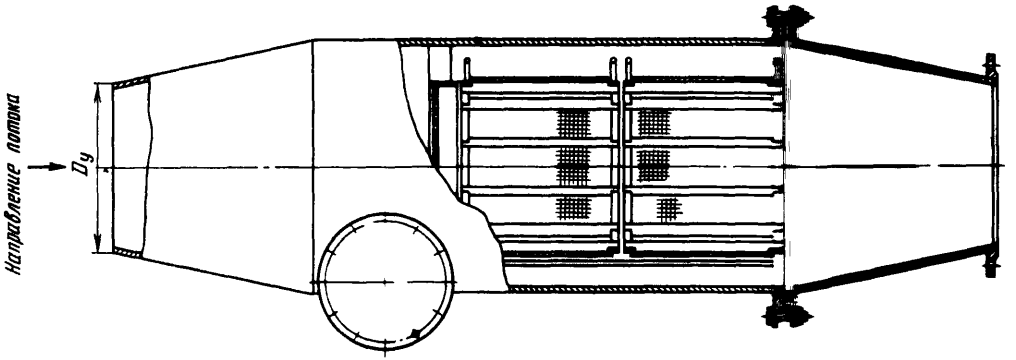


Рис. 4.15. Грязевики горизонтальные D_y 450÷1400 мм

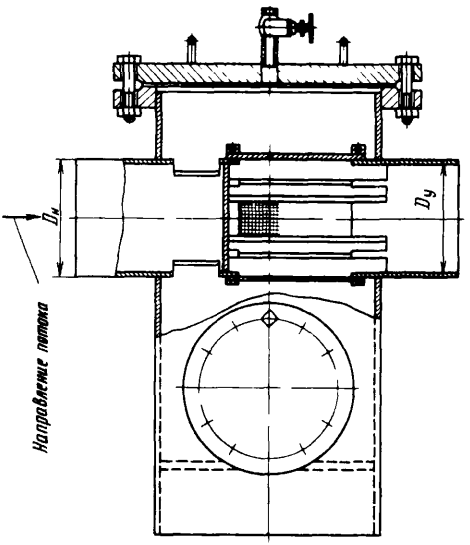


Рис. 4.16. Грязевики вертикальные D_y 200÷300 мм

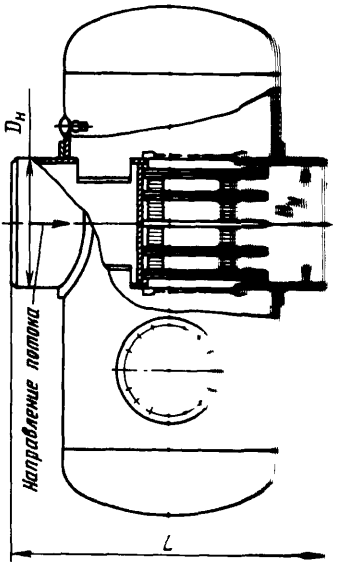


Рис. 4.17. Грязевики [illegible] D_y 350–1000 мм

ствами, водомерами и диафрагмами – не более одного в тепловом пункте и перед регуляторами давления в узлах рассечки.

Количество грязевиков в технологических узлах должно быть минимально необходимым. Грязевики в узлах установки секционирующих задвижек предусматривать не нужно.

Ленинградским филиалом института «Энергомонтажпроект» разработаны новые рабочие чертежи грязевиков для изготовления их на заводах КВОиТ Минэнерго СССР – Л.8-439.00.000 (горизонтальные D_y от 150 до 400 мм), Л.8-440.00.000 (горизонтальные D_y от 500 до 1400 мм), Л.8-441.00.000 (вертикальные D от 200 до 300 мм), Л.8-442.00.000 (вертикальные D_y от 350 до 1000 мм), Л.8-444.00.000 (тепловых пунктов D_y от 40 до 200 мм) на рабочее давление до 2,2 МПа. Конструкция грязеви-

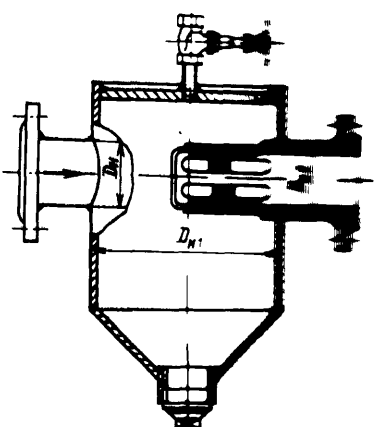


Рис. 4.18. Грязевики [illegible] D_y 40÷200 мм

ков принципиально мало отличается от грязевиков по чертежам Т30, Т31, Т32, Т33 и Т34 серии 4.903-10, вып. 8 за исключением конструкции вертикальных грязевиков по чертежам Л.8.442, в которых сферические днища заменены плоскими.

Глава пятая

ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ И КОНСТРУКЦИИ

5.1. Общая характеристика теплоизоляционных материалов и изделий

Теплоизоляционные конструкции тепловых сетей предназначены для поддержания заданной температуры теплоносителя, сокращения тепловых потерь трубопроводов и оборудования, а также для снижения температуры их наружных поверхностей, что имеет значение при размещении в помещениях, предназначенных для постоянного или временного пребывания людей. В таких помещениях во избежание ухудшения санитарно-гигиенических условий (опасность ожогов) в нормах [22] оговаривается максимальная температура этих поверхностей, которая составляет 45 °С для трубопроводов и оборудования, размещенных в жилых, общественных и производственных зданиях (при температуре воздуха в них не выше 25 °С), и 60 С для трубопроводов, проложенных в туннелях, коллекторах, а также в доступных для обслуживания местах при надземной прокладке тепловых сетей.

Для изготовления теплоизоляционных конструкций используются специальные теплоизоляционные материалы, характерной особенностью которых являются низкие значения теплопроводности в интервале температур, соответствующем условиям работы конструкции. Чем ниже эти значения, тем при прочих равных условиях меньше тепловые потери и соответствующее снижение температур теплоносителя.

Согласно ГОСТ 16381-77 теплоизоляционные материалы в зависимости от теплопроводности подразделяются на три группы: низкой теплопроводности не более 0,06 Вт/(м·К) при средней температуре материала в конструкции 25 °С и не более 0,08 Вт/(м·К) при 125 °С; средней теплопроводности 0,06–0,115 Вт/(м·К) при 25 °С и 0,08–0,14 Вт/(м·К) при 125 °С; повышенной теплопроводности 0,115–0,175 Вт/(м·К) при 25 °С и 0,14–0,21 Вт/(м·К) при 125 °С. Следует учитывать, что из таких теплоизоляционных материалов выполняется только основной слой теплоизоляционной конструкции. Помимо него в эту конструкцию обычно входят другие слои (покровный, гидроизоляционный), а также используются различные вспомогательные материалы (армирующие, крепежные, окрасочные), теплопроводность которых не ограничивается.

По нормам [22] для тепловых сетей с максимальной температурой теплоносителя до 150 °С основной слой теплоизоляционных конструкций должен выполняться из материалов с теплопроводностью не более 0,14 Вт/(м·К) при средней температуре слоя 100 °С, т. е. только из мало- и среднетеплопроводных материалов. Это ограничение, однако, не распространяется на подземную бесканальную прокладку тепловых сетей.

Важным свойством теплоизоляционных материалов является их температуроустойчивость – способность сохранять свою структуру и физические свойства при температурах, соответствующих условиям их длительной эксплуатации. Материалы с малой температуроустойчивостью пригодны при температурах изолируемых поверхностей не выше 50 °С. Если эти температуры не превышают 300 °С, то для их теплоизоляции могут применяться материалы, характеризуемые повышенной температуроустойчивостью, а при температурах выше 300 °С – только материалы с высокой температуроустойчивостью. Для водяных тепловых сетей с температурами теплоносителя не выше 200 °С достаточно использование материалов с повышенной температуроустойчивостью, но по технико-экономическим соображениям вместо них иногда применяются материалы с высокой температуроустойчивостью, если они обладают низкой теплопроводностью при умеренной стоимости.

Для обеспечения длительной и надежной работы теплоизоляции, а также защиты изолируемых объектов, выполняемых из подверженных коррозии материалов (как правило, из обычной углеродистой стали), необходи-

мо соблюдение дополнительных требований к теплоизоляционным материалам: они не должны загораться при максимальных температурах теплоносителя, а также выделять при нагревании до этих температур вредные или способствующие коррозии вещества (агрессивные газы, кислоты, крепкие щелочи, серу и т. д.). Изоляционные материалы не должны быть также подвержены гниению и разрушению микроорганизмами, грибками и т. п. Применение не удовлетворяющих этим требованиям материалов в тепловых сетях запрещено нормами [22, 61] и правилами [79].

Низкая теплопроводность теплоизоляционных материалов в основном связана с их структурой и прежде всего со значительной пористостью. Для таких материалов характерны большие значения пористости, определяемой как отношение объема части материала, занимаемого порами, ко всему его объему.

Сухой пористый материал можно рассматривать как сочетание твердой фазы (скелета или каркаса) и воздуха в порах, массой которого можно пренебречь. Между плотностью этого материала $\rho_м^с$ и его твердой фазы $\rho_м^т$, а также пористостью $P_м$ имеют место соотношения

$$\rho_м^с = \rho_м^т (1 - P_м), \qquad (5.1)$$

$$P_м = 1 - \frac{\rho_м^с}{\rho_м^т}. \qquad (5.2)$$

Однако у пористых материалов абсолютно сухое состояние может поддерживаться только в особых условиях, например при их нагреве до температуры 100 °С и выше в сочетании с возможностью удаления испарившейся влаги в окружающую среду.

Мерой увлажнения материала может служить масса содержащейся в нем влаги в виде воды и водяных паров, отнесенная к массе сухого материала. Эта величина называется массовым влагосодержанием при ее выражении в долях единицы и массовой влажностью $w_м$ при ее выражении в процентах. Иногда вместо массовой используется объемная влажность $w_{об}$, соответствующая отношению объема, занимаемого влагой в материале, к его общему объему. Соотношения между значениями массовой $w_м$ и объемной $w_{об}$ влажности материала, если отсутствует его набухание при увлажнении, таковы:

$$w_{об} = w_м \frac{\rho_м^с}{\rho_в}, \qquad (5.3)$$

$$w_м = w_{об} \frac{\rho_в}{\rho_м^с} \qquad (5.3а)$$

Здесь $\rho_в$ — плотность воды при температуре материала. Так как плотность $\rho_м^с$ теплоизоляционных материалов, как правило, существенно меньше 1000 кг/м^3, то при одной и той же массовой влажности $w_м$ выше объемная влажность $w_{об}$.

Максимальное влагопоглощение пористых материалов достигается в лабораторных условиях за счет капиллярного подсоса обычно на 3, а иногда до 6 суток погружения в воду образцов этих материалов. Таким способом определяются значения так называемого максимального водопоглощения (в долях единицы по массе, объему или влажности полного насыщения $w_м^{макс}$ или $w_{об}^{макс}$ (в процентах по массе, объему). У волокнистых или зернистых теплоизоляционных материалов с преобладающей открытой пористостью максимальное водопоглощение соответствует заполнению водой практически всех пор и капилляров, так что при этих условиях $w_{об}^{макс} = 100 P_м$, а значение максимальной массовой влажности $w_м^{макс}$ составляет

$$w_м^{макс} = 100 P_м \frac{\rho_в}{\rho_м^с} = \frac{\quad}{\quad} \qquad (5.4)$$

Плотность увлажненных пористых материалов, не подверженных набуханию, определяется по формуле

$$\rho_м^{с} = \rho_м^с + \frac{\rho_в w_{об}}{100} = \rho_м^с \left(\quad \right)$$

Увлажнение теплоизоляционных конструкций в условиях работы тепловых сетей наносит существенный ущерб долговечности в результате роста теплопроводности пористых материалов. Это объясняется увеличением теплопроводности из-за вытеснения воздуха в порах теплопроводностью воды при температурах 10—50 °С примерно в 25 раз больше, чем воздуха ($\lambda = 0{,}57$ — Вт/(м·К) вместо $\lambda = 0{,}025$ — Вт/(м·К).

Различные теплоизоляционные материалы, применяемые в изоляционных конструкциях тепловых сетей, могут быть классифицированы прежде всего исходя из характеристики сырья, используемого для изготовления таких материалов. По этому признаку различаются материалы из органического и неорганического сырья. В качестве исходного сырья для изготовления органических изоляционных материалов используются торф, в особенности фрезерный, древесина хвойных пород, кора пробкового дуба, камыш, солома и т. п.

Основным ограничением в использовании органического сырья для производства теплоизоляционных материалов является его невысокая температуроустойчивость (как правило не выше 100 С) Кроме того, органические теплоизоляционные материалы легко воспламеняются подвержены гниению, плесневению и поражению насекомыми и грызунами

Традиционным видом неорганического сырья для изготовления теплоизоляционных материалов являются минералы, обладающие высокой температуроустойчивостью в сочетании с волокнистой (различные виды асбеста) волокнисто-чешуйчатой (слюда и ее разновидности, например вермикулит) или микропористой (диатомит, трепел) структурой Из этих видов сырья при термической обработке (обжиге, иногда сопровождаемом вспучиванием) и распушке или дроблении (помоле) могут быть получены сыпучие или волокнистые материалы, применяемые в виде засыпок или для изготовления изделий

Использование других видов неорганического сырья для получения высококачественных теплоизоляционных материалов связано с технологией их изготовления из расплава различных изверженных горных пород (граниты, базальты диабазы, пемза и т д) или стеклянной шихты, а также из металлургических шлаков

Полученный таким способом материал в зависимости от исходного сырья называется минеральной ватой (ГОСТ 4640-84), в частности базальтовой (ТУ 21 РСФСР 669-75), а также стеклянной ватой (например, по ТУ 21 РСФСР 224-75) Особенностью таких сортов ваты является их большая сжимаемость даже при малых нагрузках, приводящая к увеличению их плотности и соответственно теплопроводности Поэтому основным способом использования минеральной и стеклянной ваты для теплоизоляции является изготовление на ее основе с некоторыми связующими добавками штучных изоляционных изделий различной конфигурации

Перспективными являются также теплоизоляционные материалы и изделия, получаемые из синтетических полимерных материалов (полистирола, поливинилхлорида, полиуретана) с искусственно создаваемой пористостью за счет введения в жидкую массу порообразующих веществ Такие теплоизоляционные материалы называются пенопластами (иногда поропластами) Для изготовления пенопластов, выдерживающих температуры до 120–150 С, а потому пригодных в качестве теплоизоляции для тепловых сетей применяются в основном фенолформальдегидные смолы

Ассортимент выпускаемых промышленностью штучных теплоизоляционных изделий разнообразен как по материалам, используемым при их изготовлении, так и по форме изделий и их механическим свойствам Различают жесткие, полужесткие и мягкие изделия, характеризуемые их сжимаемостью под действием стандартной удельной нагрузки на поверхность изделий, равной 2 кПа Изделия, показывающие под такой нагрузкой сжимаемость менее 6% относятся к жестким, а свыше 30% – к мягким При промежуточных значениях сжимаемости (от 6 до 30%) изделия называются полужесткими

Форма жестких изделий должна соответствовать форме изолируемой поверхности что особенно существенно при теплоизоляции трубопроводов малых диаметров (от 25 до 150–250 мм)

Наиболее удобной формой жестких изделий в таких случаях являются полые цилиндры с продольным разрезом или полуцилиндры с внутренним диаметром, на 4–10 мм превышающим наружный диаметр изолируемого трубопровода, и толщиной примерно соответствующей заданной толщине основного изоляционного слоя,– обычно от 40 до 100 мм с интервалом 10 мм (иногда до 30 мм) Длина таких изделий составляет 250, 500 и 1000 мм, изредка 1500 мм При наружном диаметре изолируемых труб более 150–250 мм вместо громоздких полых цилиндров или полуцилиндров изготовляются более мелкие штучные изделия в виде сегментов (обычно 3–4, а иногда 6–8 шт по окружности трубы)

Максимальный внутренний диаметр таких сегментов соответствует наружному диаметру изолируемых труб обычно до 420–470 мм иногда до 1000 мм

Для изоляции трубопроводов больших диаметров применяются сегменты, нарезанные из плит предназначенных в основном для изоляции плоских и слабо искривленных поверхностей оборудования Плиты изготовляются шириной от 170 до 500 мм, иногда до 1000 мм, длиной от 250 до 1000 мм и толщиной 30–125 мм

Для изготовления жестких штучных изделий из неорганического сырья используются смеси из различных порошкообразных материалов с распушенным асбестом, выполняющим функции армирующего каркаса для повышения прочности и жесткости изделий Такие жесткие штучные изделия (совелитовые, вулканитовые, известково-кремнеземистые) могут применяться до температур 500–600 С

Штучные изоляционные изделия изготов
ляются также на основе минеральной ваты
с добавлением связующих веществ. В этом
случае в зависимости от вида и содержания
этих веществ, а также от исходной плотно
сти минеральной ваты помимо жестких мо
гут быть получены полужесткие и мягкие
штучные изделия.

Высокая температуроустойчивость штуч
ных минераловатных изделий достигается за
чет применения синтетического связующего
количестве 1.5—8% по массе. Минерало
ватные плиты (по ГОСТ 9573-82) пригодны
при температурах до 400 °С и изготовляются
жесткими, полужесткими и мягкими. Кроме
мягких плит с теми же показателями плот
ности и теплопроводности выпускаются ми
нераловатные маты (по ГОСТ 21880-76) в ру
онах длиной 2—4 м, обычно с прошивкой
роволокой и с одно- или двухсторонней об
кладкой металлической сеткой, асбестовой
ли стеклянной тканью. Максимальная тем
ература их применения определяется темпе
атуроустойчивостью обкладочного мате
иала и доходит до 450—600 °С.

Для облегчения монтажа на трубопрово
ах диаметром свыше 108 мм выпускаются
о ГОСТ 23307-78) минераловатные верти
ально-слоистые маты, изготовляемые из по
ос, нарезанных из мягких и полужестких
лит и наклеенных при вертикальном распо
ожении волокон на односторонний слой
агонепроницаемого материала. Макси
альная температура их применения состав
ет 300 °С.

Наряду со штучными изделиями на ос
ове минеральной ваты применяются анало
ичные изделия на основе стеклянной ваты,
апример, из стеклянного штапельного во
окна на синтетическом связующем выпу
аются по ГОСТ 10499-78 маты длиной от
до 13 м при ширине 500—1500 мм и тол
ине 30—80 мм, а также жесткие и полу
есткие плиты с максимальной температу
ой применения 180 °С.

2. Теплоизоляционные конструкции
ри воздушной и подземной канальной прокладке тепловых сетей

При всех видах воздушной прокладки
плоизоляционные конструкции выпол
яются как подвесные на соответствующих
убопроводах, а потому связанные с массой
оляции нагрузки передаются на опоры
их трубопроводов. Такие изоляционные
нструкции являются, как правило, обособ
ными для каждой трубы и имеют круглое
чение, концентричное этой трубе.

Основным способом изготовления под
весных изоляционных конструкций является
их сборка на изолируемых поверхностях из
штучных изделий, описанных в § 8-1. В таких
конструкциях могут использоваться жестко-
полужесткие и мягкие изделия. Преимуще
ством изоляции из жестких изделий является
их значительная механическая прочность не
позволяющая уплотнение при монтаже и
облегчающая последующее нанесение по
кровного слоя. Вместе с тем крепление жест
ких изделий малых размеров по длине
и ширине, особенно на трубопроводах боль
шого диаметра и при использовании слоев
в количестве 3—8 шт. по окружности
значительно усложняет монтаж и часто тре
бует применения различных металлических
деталей (колец, бандажей, стяжек, крючков
штырей и т. п.). Так как в условиях эксплуа
тация изоляции эти крепежные детали при их
изготовлении из обычной стали подвержены
коррозии, в результате чего возможно обру
шение и даже выпадение штучных изделий
то по нормам [22] такие детали должны
либо иметь антикоррозионное покрытие на
пример за счет оцинковывания, либо изготов
вляться из коррозионностойких материалов
(латуни, жаростойкой стали).

Применение мягких штучных изоляци
онных изделий вместо жестких и полужест
ких позволяет значительно упростить их мон
таж и крепление на изолируемых поверхностях,
особенно на трубах большого диаметра.

В сочетании с использованием матов
большой ширины и длины при этом по
является возможность обертывания трубо
проводов по окружности одним штучным
изделием с одним продольным швом (обер
точная изоляция). Эластичность мягких из
делий позволяет также изготовлять из них
полых цилиндров с одним продольным раз
резом, монтируемых с предварительным и по
следующим насаживанием на трубу.

Основным недостатком, ограничивающим применение мягких изоляционных изде
лий, является их малая прочность в связи
с чем при креплении этих изделий на вертика
ли по их наружной поверхности они подверг
жены значительному уплотнению, снижаю
щему толщину изоляции, что необходимо учи
тывать при выборе расчетной величины коэффициента теплопроводности. Данные изде
лий приведены в [22, 61].

При малых диаметрах изолируемых
труб (до 50—100 мм) для их обертывания
изоляции могут быть использованы шнуры
из минеральной ваты, а также жгуты длиной 8—10 см, получаемые скручиванием
наматываемые спирально по трубе в один
несколько слоев.

Подробное описание [illegible]

и крепления жестких и мягких штучных изделий на трубопроводах и оборудовании приведено в [103, 141].

Нормами [22] для воздушной прокладки тепловых сетей при температурах теплоносителя до 400 °С рекомендуются или допускаются к применению изделия, характеристика которых по данным [61, 103] приведена в табл. 5.1. Следует иметь в виду, что указанные в табл. 5.1 значения теплопроводности в зависимости от температуры, а также плотности относятся к изделиям, смонтированным в качестве основного слоя теплоизоляционной конструкции, с учетом влияния на теплопроводность и плотность шовности конструкции и наличия крепежных деталей. В связи с этим такие значения несколько больше приведенных в ГОСТ или ТУ для соответствующих изделий.

Специальные требования к штучным изделиям предъявляются в случае выполнения изоляции на объектах сложной конфигурации, а также если такая изоляция должна быть съемной или разъемной. Согласно нормам [22] полностью или частично съемные конструкции обязательны при теплоизоляции арматуры, сальниковых компенсаторов и фланцевых соединений в тепловых сетях. Кроме того, сложная конфигурация арматуры сама по себе требует применения специальных изоляционных изделий.

Аналогичная конфигурация часто встречается также у отдельных элементов оборудования тепловых сетей и тепловых пунктов. В подобных случаях могут быть использованы два типа изоляционных конструкций, а именно: либо из мягких изоляционных изделий в виде матрацев с набивной изоляцией, либо из штучных изделий в съемных полуфутлярах.

Более универсальными являются конструкции набивной изоляции в матрацах, пригодные для любой конфигурации изолируемых объектов. В качестве набивки при этом могут быть использованы минеральная или стеклянная вата, а также порошкообразные материалы (совелит, перлит, обожженный вермикулит, асбест, асбозурит и т. п.)

В качестве материала для оболочки применяется асбестовая ткань (по ГОСТ 6102-78) или ткань из стекловолокна (по ГОСТ 8481-75). Теплопроводность таких матрацев при их заполнении совелитовым порошком (по ТУ 36-131-77) составляет [103] $\lambda_c = 0{,}087 + 0{,}00012 t_{из}^{ср}$ Вт/(м·К), а при заполнении стекловолокном (по ТУ 21 РСФСР 224-75) $\lambda_c = 0{,}058 + 0{,}00023 t_{из}^{ср}$ Вт/(м·К).

При съемной изоляции в цилиндрических полуфутлярах, изготовляемых из оцинкованной стали или листов алюминиевых сплавов толщиной 0,5–1 мм, эти полуфутляры могут заполняться либо теми же засыпными материалами, что и матрацы, либо штучными изделиями из волокнистых материалов, в основном матами из минеральной ваты.

Нормами [22] при воздушной прокладке тепловых сетей не предусматривается возможность применения для арматуры и сальниковых компенсаторов несъемной изоляции, изготовляемой непосредственно при монтаже. Однако такие конструкции иногда используются для изоляции небольших объектов сложной конфигурации, а также при ремонтных работах в труднодоступных местах и т. п. В подобных случаях находит применение мастичный способ изготовления изоляционных конструкций, при котором затворяемые на воде порошкообразные материалы (асбозурит, совелит, ньювель) набрасываются вручную на изолируемую поверхность, обязательно нагретую до температуры не ниже 50 и не выше 150 °С.

Мастичный способ изготовления изоляции является наиболее трудоемким и требует нагрева изолируемых поверхностей, а получаемые таким способом конструкции характеризуются высокой теплопроводностью. По этим причинам такой способ, ранее широко применявшийся при изоляции оборудования и даже трубопроводов, прокладываемых в помещениях, в последнее время почти полностью вытеснен другими, более индустриальными методами.

Теплоизоляционные конструкции для воздушной прокладки должны помимо основного слоя включать также покровный слой, иногда называемый наружным покрытием и выполняющий различные функции. Одной из них является придание этим конструкциям законченного оформления, обеспечивающего возможность обслуживания и ремонта, а также удовлетворяющего эстетическим требованиям. При некоторых типах конструкции, например при засыпной или набивной изоляции, покровный слой является оболочкой для изоляционного материала и поставляется вместе с ним. В конструкциях из штучных изделий покровный слой изготовляется из специальных материалов, наносимых на поверхность основного слоя. Такой слой должен придавать этой конструкции необходимую жесткость, а также предохранять ее от проникновения влаги, что особенно существенно при прокладке на открытом воздухе. Если применяются полужесткие и мягкие штучные изделия, не обладающие достаточной прочностью, то покровный слой должен обеспечивать такую прочность для конструкции в целом, препятствуя ее дефор-

Таблица 5.1. **Техническая характеристика теплоизоляционных изделий, рекомендуемых или допускаемых к применению по нормам в качестве основного слоя изоляции для трубопроводов тепловых сетей при воздушной прокладке [22]**

Наименование	ГОСТ или ТУ	Условные проходы труб D_y, мм	Расчетная плотность в конструкции ρ_c, кг/м³	Расчетная теплопроводность в конструкции		Максимальная температура применения $t_{макс}$, °С	Основные размеры, мм		
				при λ_c^o, Вт/(м·К)	температурный коэффициент $\beta_t \cdot 10^4$, Вт/(м·К²)		Толщина δ	Длина l	Ширина b (или внутренний диаметр $d_{вн}$)
Цилиндры и полуцилиндры из минеральной ваты на синтетическом связующем	ГОСТ 23208-83	25 – 200	100 150 200	0,049 0,051 0,053	2,1 2,0 1,9	400	40 – 80	500 – 1500	25 – 219
Плиты мягкие из минеральной ваты на синтетическом связующем	ГОСТ 9573-82	100 – 450	55 – 75 76 – 115	0,040 0,043	2,9 2,2	400	60 – 100	1000	500 и 1000
То же плиты полужесткие	ГОСТ 9573-82	500 – 1400	90 – 150	0,044	2,1	400	50 – 80	1000	500 и 1000
Маты минераловатные прошивные в обкладке из металлической сетки или стеклоткани	ГОСТ 21880-76	200 – 1400	90 120 150	0,043 0,045 0,049	2,2 2,1 2,0	400[3] (без обкладки 440)	40 – 120	1000 – 2500	500 – 2500
Маты минераловатные прошивные марки ВФ-75 на металлической сетке	ТУ 21-24-51-73	200 – 1400	100	0,037	2,0	300[3]	50 и 100	3000 и 5000	500 и 1000
Маты из стеклянного штапельного волокна на синтетическом связующем марок МТ-35 и МТ-50	ГОСТ 10499-78	50 – 400	60 80	0,040 0,042	3,0 2,8	180	30 – 80	1000 – 13000	500 – 1500
То же, плиты полужесткие марок ППТ-50 и ППТ-75	ГОСТ 10499-78	500 – 1400	60 90	0,042 0,044	3,5 2,3	180	50 – 70	1000	500 – 1500
Полуцилиндры из пенопласта марки ФРП-1	ГОСТ 22546-77	40 – 250	65 – 85 86 – 110	0,041 0,043	2,3 1,9	130 150	30 – 60	1000 и 1500	(47 – 275)
Сегменты из пенопласта марки ФРП-1	ГОСТ 22546-77	300 – 1000	65 – 85 86 – 110	0,041 0,043	2,3 1,9	130 150	30 – 80	1000 и 1500	(327 – 1023)

Наименование	ГОСТ или ТУ	Условные проходы труб D_y, мм	Расчетная плотность в конструкции ρ_c, кг/м³	Расчетная теплопроводность в конструкции при λ_c^o, Вт/(м·К)	Расчетная теплопроводность в конструкции температурный коэффициент $\beta_t \cdot 10^4$, Вт/(м·К²)	Максимальная температура применения $t_{макс}$, °С	Основные размеры, мм: Толщина δ	Основные размеры, мм: Длина l	Основные размеры, мм: Ширина b (или внутренний диаметр $d_{вн}$)
Полуцилиндры совелитовые	ГОСТ 6788-74	50 – 150	350 400	0,075 0,078	1,5 1,5	440[3]	40 – 80	250 и 500	(57 – 159)
Сегменты совелитовые	ГОСТ 6788-74	200 – 400	350 400	0,075 0,078	1,5 1,5	440[3]	50 – 80	250 и 500	(219 – 426)
Полуцилиндры вулканитовые	ГОСТ 10179-74	50 – 250	300 350 400	0,074 0,079 0,084	1,5 1,5 1,5	440[3]	40 – 80	500	(57 – 273)
Сегменты вулканитовые	ГОСТ 10179-74	200 – 400	300 350 400	0,074 0,079 0,084	1,5 1,5 1,5	440[3]	50 – 80	500	(325 – 426)
Полуцилиндры известково-кремнеземистые	ГОСТ 24748-81	100 – 250	200 225	0,069 0,071	1,5 1,5	440[3]	70 – 120	1000	(112 – 280)
Сегменты известково-кремнеземистые	ГОСТ 24748-81	250 – 1000	200 225	0,069 0,071	1,5 1,5	440[3]	50 – 150	1000	(252 – 994)
Шнур из минеральной ваты в оплетке из стеклоткани	ТУ 36-1695-79	25 – 100	200 250	0,056 0,058	1,9 1,9	400	30 – 90	10000 – 15000	–
Ровинг (жгут) из стеклянных нитей	ГОСТ 17139-79	25 – 50	200 – 250	0,047	2,3	440	–	–	–

Примечания: 1. Данные заимствованы из [61, 103]

2. Значения теплопроводности λ_c, Вт/(м·К), при заданных средних температурах $t_{из}^{ср}$ и табличных значениях λ_0 и $\beta_t \cdot 10^4$ Вт/(м·К²), подсчитываются по формуле $\lambda_c = \lambda_0 + \beta_t (t_{из}^{ср} - t_{из}^{исх})$ при $t_{из}^{исх} = 0$ °С и соответствуют отсутствию влаги в изделиях

3. Максимальная температура применения $t_{макс}$, °С, указана по нормам [22] и соответствует области действия этих норм (не свыше 440 °С). Изделия, отмеченные индексом [3], при $t_{макс}$ могут применяться также при более высоких температурах.

мациям под действием нагрузок от собственного веса, случайных ударов и т. п.

При воздушной прокладке трубопроводов и оборудования основными рекомендуемыми для изготовления покровного слоя изделиями согласно нормам [22] являются либо тонкие металлические листы, либо стальные оцинкованные (по ГОСТ 7118-78 или ГОСТ 14918-80), либо листы из алюминия и алюминиевых сплавов по ГОСТ 21631-76.

Допускается изготовление покровного слоя из тонколистовой кровельной стали по ГОСТ 17715-72*, но в этом случае с обязательным покрытием снаружи алюминиевой краской БТ-177.

Покровные слои в виде металлических покрытий являются наиболее удобными в монтаже, полностью соответствуют эстетическим требованиям, а также наиболее долговечны в эксплуатации. Вместе с тем они требуют наибольших капитальных затрат по сравнению с другими видами покровных слоев, а при больших объемах изоляционных работ, характерных для прокладки трубопроводов на открытом воздухе, связаны с большими расходами дефицитных сортов металла. Поэтому вне помещений вместо таких покрытий для изготовления покровных слоев используются более дешевые, но и менее долговечные эластичные рулонные материалы. Обязательными требованиями, предъявляемыми к таким материалам, являются их достаточная температуроустойчивость, несгораемость или по крайней мере трудная воспламеняемость, а также водонепроницаемость или малое водопоглощение.

Ускорение производства работ на трассе сетей и повышение их качества могут быть достигнуты лишь при перенесении операций сборки основного и покровного слоев с трассы на заводы или производственные базы (домонтажная изоляция). При полном осуществлении такого индустриального метода изготовления изоляционных конструкций в процессе монтажа должны использоваться отдельные трубы или плети из них с нанесенными конструкциями, с тем чтобы на трассе сетей осуществлялись только сварка труб или плетей между собой, изоляция стыков между ними, а также монтаж и изоляция отводов, компенсаторов, арматуры и т. п.

Домонтажная изоляция может выполняться с применением либо описанных выше изделий, либо специальных изоляционных конструкций монолитного типа, охватывающих трубу по всей ее длине. Последний способ является наиболее индустриальным, но связанные с ним капитальные вложения могут быть оправданы только при больших объемах работ. Поэтому при прокладке тепловых сетей на открытом воздухе, а тем более в помещениях, этот способ пока не нашел распространения. В применяемых при таких типах прокладки конструкциях домонтажной изоляции на трассу поступают конструкции, состоящие из мягких или полужестких изделий для основного слоя совместно с изделиями для покровного слоя из тонколистового металла или эластичных рулонных материалов. Если изделия для основного и покровного слоев поступают скрепленными между собой посредством скоб или шплинтов, то такие конструкции называются полносборными (шифр ПК). На трассе такие конструкции накладываются на трубопроводы и стягиваются бандажами. Промышленное производство их налажено на базе мягких минераловатных или стекловатных изделий (плит, матов прошивных и вертикально-слоистых, полуцилиндров и полых цилиндров) в сочетании с тонколистовыми металлическими или полимерными покрытиями. Такие конструкции изготовляются (по ТУ 36-1180-78) длиной 500 – 1000 мм и толщиной 40 – 70 мм для изоляции трубопроводов с наружными диаметрами 25 – 219 мм или толщиной 40 – 100 мм при диаметрах более 219 мм, а также для изоляции плоских или слабоискривленных поверхностей [61, 103]. Теплопроводность таких конструкций принимается равной ее значениям для основного слоя по табл. 5.1.

В качестве наружных покрытий в полносборных конструкциях при воздушной прокладке по нормам [22] рекомендуется помимо описанных выше металлических покрытий применение рулонных материалов на основе синтетических или природных полимеров, а именно стеклопластика рулонного марки РСТ (по ТУ 6-11-145-180), стеклотекстолита (по ГОСТ 10292-74 или ТУ 6-11-270-73), стеклоцемента гекстолитового (по ТУ 36-940-77), стеклорубероида (по ГОСТ 15879-70) и фольгоизола (по ГОСТ 20249-84). Максимальная температура применения таких конструкций составляет 400 °С (при использовании стекловатных изделий 180 °С).

В нормах [22] применение полносборных конструкций (по ТУ 36-1180-78) ограничивается диаметрами труб 25 – 280 мм. При средних и больших диаметрах, начиная от 100 до 1400 мм, рекомендуется вариант полносборных конструкций, при котором в качестве основного слоя используются вертикально-слоистые минераловатные маты (по ГОСТ 23307-78) с максимальной температурой применения 600 °С при сохранении

перечисленных выше покрытий из металлических листов или полимерных материалов.

В сборных (комплектных) теплоизоляционных конструкциях (шифр СТК) те же изделия для основного и покровного слоев поставляются не скрепленными, а только вложенными одно в другое. При монтаже на трубопроводах сначала устанавливаются изделия для основного, а затем для покровного слоя. Последние стягиваются монтажными бандажами, после чего продольные швы скрепляются самонарезающими винтами, а монтажные бандажи снимаются.

При подземной канальной прокладке применяются различные теплоизоляционные конструкции тепловых сетей для каналов с разными поперечными размерами воздушных прослоек между изоляционными конструкциями трубопроводов и строительными конструкциями каналов (см. гл. 17).

Согласно нормам [22] при прокладке тепловых сетей в проходных каналах (туннелях или коллекторах) следует применять те же конструкции основного слоя изоляции, что и для сетей, прокладываемых внутри помещений, а также в подпольях и подвалах зданий. Таким образом, для туннелей и коллекторов сохраняются характеристики рекомендуемых или допускаемых к применению для основного слоя теплоизоляционных изделий по табл. 5.1. Однако в части материалов и изделий для покровного слоя при прокладке в туннелях в нормах [22] имеются указания, несколько отличающиеся от оговоренных для воздушной прокладки; в частности при такой прокладке металлические покрытия не применяются.

Вместе с тем для покровного слоя при прокладке в туннелях нормами допускается применение изделий, не оговоренных для условий воздушной прокладки, в частности пленки винипластовой каландрированной марки КПО (по ГОСТ 16398-81), а также рубероида, дублированного или покрытого стеклотканью, при малых объемах работ даже асбестоцементной штукатурки по металлической сетке.

При прокладке водяных тепловых сетей в непроходных каналах для изготовления основного изоляционного слоя нормами [22] рекомендуются главным образом те же штучные изделия, что и при прокладке в туннелях, но не допускается применение для этого слоя жестких штучных изделий из совелита, вулканита, пенопласта ФРП-1, а также известково-кремнеземистых.

Такое запрещение объясняется большой шовностью конструкций из этих изделий, усложняющей их монтаж, а также присущим им сочетанием жесткости с большой плотностью, что при повреждении покровного слоя и крепежных деталей может привести к обвисанию и даже выпадению этих изделий на дно канала.

При прокладке тепловых сетей в непроходных каналах нормами [22] рекомендуется использование в качестве покровного слоя перечисленных выше рулонных материалов, кроме стеклоцемента и фольгоизола. Вместе с тем допускается применение стеклопластика марки ФСП (фенольный покровный) (по ТУ 6-11-150-76), а при условных проходах труб до 400 мм и температуре теплоносителя до 150 °С – кровельного рубероида РК-420 толщиной 2–3 мм (по ГОСТ 10923-82), хотя этот материал является сгораемым. Нормами [22] допускается применение в качестве покровного слоя при прокладке в непроходных каналах асбестоцементной штукатурки на металлической сетке.

Глава шестая

КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, АВТОМАТИЧЕСКИЕ РЕГУЛЯТОРЫ И АППАРАТУРА ТЕЛЕМЕХАНИКИ

6.1. Первичные приборы и измерительные преобразователи

Первичные приборы могут быть показывающими, сигнализирующими, самопишущими и с дистанционной передачей показания на расстояние (к вторичному прибору). К измерительным преобразователям относятся датчики и преобразователи, работающие в комплекте со вторичными приборами или регулирующими устройствами.

Измерение температуры

Измерение температуры теплоносителя осуществляется с помощью термометров, которые подразделяются на группы: термометры расширения, термоэлектрические преобразователи, термопреобразователи сопротивления.

Термометры расширения подразделяются на жидкостные, дилатометрические и манометрические.

Таблица 6 1 **Характеристика технических термометров стеклянных** (ГОСТ 2823-73, с изм)

Наименование	Тип термометра			
	Ртутный ТТ		Жидкостный ТТЖ	
	прямой	угловой	прямой	угловой
Пределы измерения, °С (в скобках – цена деления, °С)	– 30 – + 50 (0,5 или 1) 0 – 100(1) 0 – 160(1 или 2) 0 – 200(1 или 2)		– 35 – + 50(2) 0 – 50(1) 0 – 100(2) 0 – 150(2) 0 – 200(2)	
Длина верхней части, мм	160 или 240		100 110, 160 и 220	
	66, 103, 163, 253	104, 141, 201, 291	60, 80, 100, 120 160, 200, 250	110, 130, 150, 170, 210, 250
Изготовитель	Клинский термометровый завод		Лохвицкий приборостроительный завод (Полтавская обл)	

Характеристика жидкостных технических термометров расширения приведена в табл 6 1 Используются эти термометры в оправах и без них Оправы для стеклянных термометров выпускаются двух типов – прямые типа ОТП и угловые типа ОТУ Карман погружаемой нижней части до температуры 200 °С изготовляется из стали 20 (по ГОСТ 1050-60)

Термометры ртутные стеклянные электроконтактные применяются для сигнализации или поддержания постоянной заданной температуры от – 30 до + 300 °С в промышленных и лабораторных установках тип ТЗК – с заданным постоянным рабочим контактом, тип ТПК – с подвижным рабочим контактом Коммутируемая мощность тока – не более 1 В А при токе не более 0,04 А и напряжении не более 220 В Длина наружной части для термометра ТЗК № 1 – 5 210 мм, № 6 – 7 155 мм то же для ТПК – 330 мм Длина погружной части для ТЗК – от 83 до 1033 мм, для ТПК – от 66 до 441 мм

Термометры дилатометрические применяются в качестве реле для сигнализации или двухпозиционного регулирования температуры воды К таким приборам относятся реле температурные дилатометрические типа РТ-200 с характеристиками предел измерения 25 – 200 С погрешность измерения ±5 С Изготовитель – Киевский завод аналитических приборов

Термометры манометрические состоят из термосистемы, включающей термобаллон, соединительный капилляр, чувствительный элемент и показывающего, самопишущего или сигнализирующего устройства В зависимости от заполнителя термосистемы манометрические термометры могут быть газовыми жидкостными и конденсационными (парожидкостными)

Техническая характеристика термометров без сигнализирующего устройства представлена в табл 6 2

Термометры с обозначением ТГ2С и ТЖ2С имеют запись двух температур Привод диаграммы самопишущих термометров с обозначением 711 – от электродвигателя с напряжением 220 В переменного тока, а с обозначением 712 – от часового механизма с заводом на 8 сут Диаметры термобаллонов 12 – 20 мм

Манометрические термометры с сигнализирующим устройством (электроконтактные) предназначены для сигнализации или позиционного регулирования при отклонении температуры от заданного диапазона устанавливаемого с помощью задающей стрелки К ним относятся термометры ТПП-СК, ТПГ-СК ТСМ-100, ТСМ-200

Характеристика давление измеряемой среды – не более 6,4 МПа, пределы измерения 0 – 60 0 – 100, 0 – 150, 100 – 200 °С, класс точности 2,5, длина капилляра 1,6 – 2,5 м, глубина погружения термобаллона 125 – 500 мм, погрешность срабатывания 4°

Изготовители термометров ТПП,ТПГ – казанский завод теплоизмерительных приборов «Теплоконтроль», термометров ТСМ – сафоновский завод «Теплоконтроль»

Термоэлектрические преобразователи (старое наименование – термопары) имеют термоэлемент, который развивает термо-ЭДС, соответствующую температуре и измеряемую с помощью вторичных приборов – милливольтметров и потенциометров По материалу термоэлектродов элемента преобразователи используемые в водяных тепловых сетях, делятся на хромель-

Таблица 62 **Техническая характеристика манометрических термометров**

Наименование	Предел измерения °С	Класс точности	Длина капиллярa м	Глубина погружения термобаллона мм
Самопишущие газовые ТГС-711, ТГС-712 ТГ2С-711, ТГ2С-712	−50 − +50	1	1,6 2,5	160, 200, 250 315, 400
	−50 − +100		4 6	200, 250, 315 400
	−50 − +150		10	250 315, 400
			16	315 400
			25	500
	0−100 50−150	1,5	25	500
	0−150 0−200	1	25	500
Самопишущие жидкостные ТЖС-711, ТЖС 712, ТЖ2С-711 ТЖ2С-712	0−50	1	1,6, 2,5, 4, 6 10	200, 250, 315, 400
	−50 − +50 0−100 50−150	1	1,6, 2,5, 4, 6, 10	125, 160, 200, 250, 315, 400
	0−150 −50 − +100	1		100, 125, 160, 200, 250, 315, 400
	−50 − +150 0−200	1,5		80, 100, 125, 160, 200, 250
Показывающие газовые ТПГ4	−50 − +50	1	1,6, 2,5	160, 200, 250, 315, 400
	−50 − +100		4, 6	200, 250, 315, 400
	−50 − +150		10	250, 315, 400
	50−150 0−100	1,5	16 25	315, 400 500
	0−150 0−200	1	40	630
Показывающие жидкостные ТПЖ4	−50 − −150 0−200 100−200	1	1,6, 2,5, 4, 6, 10	80, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400
	−50 − +50 0−50	1,5	1,6, 2,5, 4, 6, 10	80, 100, 125, 160, 200, 250, 315 400
	−50 − +50 0−100 50−150	1		100, 125, 160 200, 250, 315, 400
	0−50	1		125 160, 200, 250, 315, 400
Показывающие конденсационные ТКП 160	0−50 0−120	1,5, 2,5		100−400
Бесшкальные газовые и жидкостные с электрическим датчиком ТДГ-Э, ТЖ-Э	—	1, 1 5	2,5	80, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400

Таблица 6.3 **Техническая характеристика термоэлектрических преобразователей**

Марка преобразователя	Градуировка	Предел измерения, С	Максимальное давление, МПа	Показатель тепловой инерции, с	Длина монтажной части, мм	Способ крепления
ТХК-0515	ХК	−50 ÷ +600	0,25; 0,4; 6,4	10; 20; 40	120; 160; 200; 250; 320; 400; 500	С передвижным штуцером (до 0,1 МПа) в защитно-монтажной гильзе
ТХК-0806	ХК	0−600	0,2; 0,5; 4	Не более 210	160; 200; 320; 400; 500	Без штуцера или со штуцером М27×2,5
ТХА-0515	ХА	−50 ÷ +600	0,25; 0,4; 6,4	20; 40; 60; 120	120; 160; 200; 250; 320; 400; 500	С передвижным штуцером (до 0,4 МПа) и в защитно-монтажной гильзе

Изготовитель: Луцкий приборостроительный завод.

Таблица 6.4. **Стандартные градуировки шкал вторичных приборов**

Наименование	Материал						
	Медь			Платина			
Сопротивление, Ом, при 0 °С Градуировка (в скобках – старое обозначение)	50 50М	53 (23)	100 100М (24)	10 10П (20)	46 (21)	50 50П	100 100П (22)
Максимальный диапазон измеряемой температуры, С	−50 ÷ +180			−200 ÷ +600			

копелевые и хромель-алюмелевые, при этом стандартные градуировки шкал вторичных приборов – соответственно ХК и ХА и изготовляются без чехла и со стальным чехлом.

Техническая характеристика термоэлектрических преобразователей представлена в табл. 6.3

Термопреобразователи сопротивления по принципу действия основаны на свойстве металлов изменять свое электрическое сопротивление в зависимости от температуры. Сопротивление, соответствующее температуре, измеряется вторичными приборами-логометрами и автоматическими мостами. В зависимости от материала чувствительного элемента термопреобразователи могут быть медными и платиновыми. Стандартные градуировки шкал вторичных приборов приведены в табл. 6.4.

Техническая характеристика термопреобразователей сопротивления приведена в табл. 6.5.

В настоящее время термопреобразователи сопротивления ТСМ-5071 заменены на ТСМ-0879, ТСМ-6097 – на ТСМ-0879-01, ТСМ-8012 – на ТСМ-1079. Аналогичная замена произведена и для платиновых термопреобразователей.

Термопреобразователи сопротивления ТСМ-8012 и ТСМ-6114 используются для измерения только температуры воздуха в помещениях. Термопреобразователи ТСП-5071 и ТСП-712 имеют модификации с двумя чувствительными элементами, которые подключаются к разным вторичным приборам или регулирующим устройствам. Изготовитель: Луцкий приборостроительный завод.

Монтаж термоэлектрических преобразователей и термопреобразователей сопротивления осуществляется с помощью патрубков (бобышек), привариваемых к трубопроводам, бакам, и штуцеров на защитной арматуре. Преобразователи устанавливаются на трубопроводах перпендикулярно потоку или под углом (или на изгибе) навстречу потоку. Рабочий спай термоэлектрического преобразователя должен находиться на оси потока. Длина рабочей части термопреобразователя сопротивления должна превышать радиус трубопровода на 50 – 60 мм. На трубопроводах малого диаметра для установки преобразователей необходимо предусматривать соответствующее расширение.

Таблица 65 **Техническая характеристика термопреобразователя сопротивления**

Марка термопреобразователя	Градуировка	Предел измерения С	Максимальное давление МПа	Показатель тепловой инерции с	Длина монтажной части мм	Способ крепления
ТСМ-5071	23, 24	−50 − +150	0,4 6,4	20, 40	120, 160 200, 250 320, 400 500	Без штуцера или со штуцером М20×1,5
ТСМ-6097	23, 24	−50 − +150	0,4, 4	4, 30	80, 100 120, 160 200, 250, 320 500	Неподвижный штуцер М20×1,5 коробки с колодкой для зажимов проводов нет
ТСМ-8012	23	0−50	0,1	240	108×65×16 (габариты)	Винты М4
ТСМ-6114	23	−50 − +100	0,1	120	110 (общая)	
ТСП-5071	21, 22	−200 − − +600	0,25, 0,4 6,4	40	120 160 200 250 320 500	Без штуцера
ТСП-712	21	−50 − +400	2,5	15	60, 80, 100, 120 160, 200 250, 320 400 500	Неподвижный штуцер М20×1,5 плавающий штуцер
ТСП-6097	21, 22	−50 − +150 −50 − +250	0,4, 4	9, 30	80, 100, 120, 160 200, 250, 320, 500	Неподвижный штуцер М20×1,5, коробки с колодкой для зажимов проводов нет

Для преобразования сигналов в унифицированные сигналы постоянного тока 0 5 мА выпускаются измерительные преобразователи ПТ-ТП-68 и ПТ-ТС-68 и другие нормирующие преобразователи Погрешность преобразования − 1% Изготовитель опытный завод «Энергоприбор» (г Москва)

Измерение давления и перепада давлений

Измерение давления и перепада давлений осуществляется с помощью манометров и дифференциальных манометров По принципу измерения эти приборы подразделяются на две группы с упругими чувствительными элементами (деформационные) и жидкостные

Приборы с упругими чувствительными элементами могут быть с трубчатой манометрической пружиной мембранные сильфонные Выпускаются приборы с отсчетным устройством без выходного сигнала показывающие и самопишущие без отсчетных устройств с электрическим выходным сигналом, с отсчетным устройством и электрическим выходным сигналом Техническая характеристика приборов с упругими чувствительными элементами приведена в табл 66 Приводы диаграмм для самопишущих манометров такие же, как и для самопишущих термометров (см табл 6 2) Напряжение электроконтактного устройства ЭКМ-IV − 220 В переменного или постоянного тока разрывная мощность контактов 100 В А

Приборы жидкостные, используемые в водяных тепловых сетях, могут быть поплавковые и с видимым уровнем Техническая характеристика поплавковых приборов (дифманометров) приведена в табл 6 8 (в обозначении типа прибора буква Р не указывается) а характеристика приборов с видимым уровнем приведена в табл 6 7

Перед манометрами обязательна установка трехходового крана а у места измерения − клапана При выборе манометров следует учитывать, что верхнее значение шкалы должно превышать максимальную величину измеряемого давления при плавно изменяющейся нагрузке в 1,5 раза и при резко ко

Таблица 6.6. **Техническая характеристика приборов с упругими чувствительными элементами для измерения давления (перепада давлений)**

Наименование	Тип, модель	Класс точности	Диаметр корпуса или габариты, мм	Предел измерения, МПа	Изготовитель
Манометры общего назначения показывающие	ОБМ1-100	2,5	100	0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,6; 1; 1,6; 2,5; 4	Томский манометровый завод
	ОБМ1-160	1,5	160		
	МП-5	1,5	250	0,6; 1; 1,6; 2,5; 4	
Манометры образцовые показывающие	МО, 11201 МО, 11202	0,4	160	0,1; 0,16, 0,25; 0,4; 0,6; 1, 1,6; 2,5; 4; 6	Завод «Манометр» (г. Москва)
Манометры самопишущие с трубчатой пружиной	МТС-711, МТС-712	1	280 × 340 × 125	0,06; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,6; 1; 1,6; 2,5; 4 и выше	Завод «Теплоконтроль» (г. Казань)
Манометры самопишущие с трубчатой пружиной двухзаписные	МТ2С-711 МТ2С-712	1	280 × 340 × 125		
Манометры электрические бесшкальные с дифференциально-трансформаторным выходом	МЭД 22364	1; 1,5	160	0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,6	Завод «Манометр» (г. Москва)
	МЭД 22365			1; 1,6; 2,5; 4	
Манометры пружинные электрические бесшкальные с выходом 0–5 мА	МПЭ	1	212 × 240 × 190	4 и выше	Завод «Теплоконтроль» (г. Казань)
Манометры пружинные показывающие сигнализирующие двухпозиционные	ЭКМ-IV	1,5	160	0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,6; 1; 1,6; 2,5; 4 и выше	Томский манометровый завод
Манометры показывающие с электрической дистанционной передачей	МП4-VI	1; 1,5	160 × 130		Завод «Теплоконтроль» (г. Казань)
Манометр мембранный электрический бесшкальный с выходом 0–5 мА	ММЭ	1	240 × 210 × 223	0,16; 0,25; 0,4; 0,6; 1; 1,6; 2,5	
Дифманомеры мембранные электрические бесшкальные с выходом 0–5 мА	ДМЭ (перепад)	1; 1,5	538 × 268 × 362	4; 6,3; 10; 16; 25; 40; 63; 100; 160, 250; 400, 630 кПа	То же

Продолжение табл. 6.6

Наименование	Тип, модель	Класс точности	Диаметр корпуса или габариты, мм	Предел измерения, МПа	Изготовитель
Дифманометры мембранные электрические с выходом 0–5 мА	ДМ-Э1	1; 1,5	351 × 315 × 675	0,16; 0,25; 0,4; 0,63; 1 кПа	Завод «Теплоприбор» (г. Рязань)
	ДМ-Э2	1; 1,5	345 × 253 × 500	1; 1,6; 2,5; 4; 6,3 кПа	
Дифманометры сильфонные электрические с выходом 0–5 мА	ДС-Э3	0,6	480 × 270 × 225	4; 6,3; 10; 16; 25 кПа	
	ДС-Э4	1		40; 63; 100; 160 кПа	
	ДС-Э5	1,5		250; 400; 630 кПа	

Таблица 6.7. **Техническая характеристика жидкостиых приборов с видимым уровием для измереиия давлеиия (перепада давлеиия)**

Наименование	Марка	Класс точности	Цена деления	Предел измерения, кПа	Предельное рабочее давление, МПа	Габариты, мм
Дифманометр двухтрубный стеклянный	ДТ-5	1,5	10 Па (1 мм)	2,6	0,5	635 × 240 × 165
	ДТ-50	1,5	0,25 кПа	150	5	1130 × 290 × 165

Изготовитель. Лубненский завод счетных машин (г. Лубны).

блющейся – в 2 раза; минимальное измеряемое давление должно быть больше 1/3 предела шкалы.

Измерение расхода и количества воды

Измерение расхода и количества воды в водяных тепловых сетях осуществляется расходомерами переменного перепада давления, электромагнитными (индукционными) расходомерами и скоростными счетчиками (интеграторами), показывающими массу или объем воды, прошедшей через прибор за какой-либо промежуток времени (час, сутки и т. д.).

Расходомеры переменного перепада давления являются измерительными комплектами, состоящими из сужающего устройства, дифференциального манометра, соединительных трубок со вспомогательными устройствами (уравнительные сосуды, клапаны и др.) и вторичного прибора.

В тепловых сетях применяются стандартные сужающие устройства – нормальные диафрагмы, не требующие индивидуальной градуировки. Основные данные и методика расчета стандартных сужающих устройств приведены в «Правилах измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами» РД50-213-80 Государственного комитета СССР по стандартам.

Диафрагмы изготовляются на заводах по данным заказчика в специальном опросном листе, заполняемом им и являющимся юридическим документом заказа.

Диафрагмы – камерные типа ДК, в которых отбор давлений осуществляется из кольцевых камер, чем обеспечивается большая точность и удобство измерения, и бескамерные типа ДБ, в которых отбор давлений осуществляется через отдельные отверстия.

По ГОСТ 14321-73 камерные диафрагмы изготовляются на $p_y = 0{,}6$; 1,6; 2,5; 4; 10 МПа для трубопроводов с $D_y = 50$; 65; 80; 100; 125; 150; 200; 250; 300; 400; 500 мм. Бескамерные диафрагмы по ГОСТ 14322-73 изготовляются на $p_y = 0{,}25$; 0,6; 1; 1,6; 2,5; 4 МПа для трубопроводов с D_y 400; 500; 600; 800; 1000; 1200; 1400 мм.

В комплекте с сужающим устройством

по опросному листу заводы-изготовители поставляют дифманометры, которые могут быть измерительным прибором или датчиком. По принципу действия дифманометры могут быть жидкостными (поплавковые) и с упругим чувствительным элементом (мембранные, сильфонные).

Техническая характеристика дифманометров приведена в табл. 6.8 – 6.10.

Верхний предел измерения по шкале

Таблица 6.8. **Техническая характеристика поплавковых дифманометров-расходомеров (заполнитель поплавкового сосуда – ртуть)**

Тип	Наименование	Предельные перепады давления, кПа	Статическое давление измеряемой среды, МПа	Основная погрешность, % верхнего предела измерения
ДП-710Р	Самопишущий, привод диаграммы электрический	6,3; 10; 16; 25; 40; 63; 100	25	±1,0
ДП-710чР	То же, но привод от часового механизма			
ДП-712Р	Самопишущий с интегратором			
ДП-780Р	Показывающий			
ДП-781Р	То же с интегратором			
ДП-778Р	То же с сигнальным устройством			

Изготовитель: завод «Теплоконтроль» (г. Казань).

Применение в открытых системах теплоснабжения и в системах горячего водоснабжения расходомеров с ртутным заполнителем не допускается.

Таблица 6.9. **Техническая характеристика мембранных дифманометров-расходомеров**

Марка дифманометра	Наименование	Пределы измерения перепада давления, кПа	Выходной сигнал	Класс точности	Допустимое давление измеряемой среды, МПа	С какими устройствами используется	Изготовитель
ДМ-3564	Невзаимозаменяемый	1,6; 2,5; 4; 6,3; 10; 16; 25; 40; 63 и выше	–	1,6	6,3	Вторичные приборы ВМД, ДСП	Завод «Манометр» (г. Москва)
ДМ-23573	Взаимозаменяемый		0 – 10 мГ	1	6,3	Вторичные приборы КСД2; регулирующие устройства МЗТА	
ДМ-ЭР1	Взаимозаменяемый с квадратичным преобразователем	1,6; 2,5; 4; 6,3; 10	0 – 5 мА 0 – 20 мА постоянного тока	1; 1,5; 2,5	0,25	Агрегатные комплексы ГСП	Завод «Теплоприбор» (г. Рязань)
ДМ-ЭР2		10; 16; 25; 40; 63		1; 1,5; 2,5	1		
ДМ-ЭР		1,6; 2,5; 4; 6,3; 10; 16; 25; 40; 63 и выше	0 – 5 мА постоянного тока	1,5	40	Регулирующие устройства МЗТА (РС29.1)	Завод «Теплоконтроль» (г. Казань)

Таблица 6 10 **Техническая характеристика сильфонных дифманометров-расходомеров**

Марка	Наименование	Пределы измерения перепада давления кПа	Класс точности	Допустимое давление измеряемой среды МПа	С какими устройствами используется	Изготовитель
ДС-ЭР3	Бесшкальный с электрическим датчиком постоянного тока	4	1,5	10	Агрегатные комплексы ГСП	Завод «Теплоприбор» (г Рязань)
		6 3 10 16 25	1 1 5			
ДС ЭР 100 ДС ЭР-160 ДС ЭР-250 ДС ЭР 400	Бесшкальный электрический	1 1,6, 2 5 4	1 5	0 025	Регулирующие устройства МЗТА (РС29 1)	Завод «Теплоконтроль» (г Казань)
ДС II 71	Показывающий	6 3 10 16, 25 40, 63	1, 1 5	16	—	То же
ДС II 71Ин	То же с интегратором					
ДС II 71Сг	То же с сигнальным устройством					
ДСС-711 ДСС-712М	Самопишущий					
ДСС-711Ин	То же с интегратором					
ДС С-711 Ин-2С	То же с интегратором и дополнительной записью давления					

дифманометров-расходомеров выбирается из ряда $A = a\ 10^n$ где $a = 1\ 1{,}25\ 1{,}6, 2\ 2{,}5\ 3{,}2\ 4, 5, 6\ 3\ 8$, n — целое число (больше или меньше нуля) или нуль Единицы измерения кг/ч, т/ч, м^3/ч

Электромагнитные (индукционные) расходомеры применяются для измерения расхода жидкостей с удельной электропроводностью не менее 10^{-3} См/м при условии отсутствия в них ферромагнитных частиц

Из выпускаемых промышленностью индукционных расходомеров в тепловых пунктах потребителей применяется расходомер ИР-51 Таллинского приборостроительного завода

Прибор состоит из датчика (первичного преобразователя расхода), устанавливаемого на трубопроводе, и измерительного блока монтируемого на щите контроля Датчики выпускаются с условными проходами D_y и верхними пределами измерений $G_{пр}$

D_y мм	10	15	25	50	80
$G_{пр}$ м^3/ч	0 32–2 5	0 8–6	2–16	8 60	20 160
D_y мм	100	150	200		300
$G_{пр}$ м^3/ч	32 250	80–600	125–1000		320–2500

Основная погрешность приборов 1 % Максимальная рабочая температура измеряемой среды для датчиков с резиновым покрытием 70 С с эмалевым покрытием 150 С Максимальное рабочее давление 2 5 МПа Измерительный блок имеет шкалу отградуированную в процентах, и на выходе – унифицированный сигнал постоянного тока 0–5 А В настоящее время заводом освоен расходомер ИР-61

Скоростные счетчики и расходомеры воды различаются по типу чувствительного элемента (крыльчатые турбинные) и температуре измеряемой воды (холодная горячая) Техническая характеристика счетчиков воды крыльчатых типа УВК и турбинных типов ВТ (до 30 С) и ВТГ (до 90 С), выпускаемых Кировобадским приборостроительным заводом, представлена в табл 6 11

В настоящее время освоен выпуск новых типов водосчетчиков – крыльчатых типа ВСКМ диаметром 20–40 мм и турбинных СТВ (для холодной воды) и СТВГ-1 (для горячей воды)

Монтаж сужающих устройств на трубопроводах и обвязка дифманометров соединительными линиями должны осуществляться согласно Правилам РД 50-213-80 На трубопроводе должны иметься прямые участки –

Таблица 6.11. **Техническая характеристика счетчиков воды (предельное допустимое давление 1 МПа)**

Наименование	Счетчики крыльчатые типа				Счетчики турбинные типа			
	УВК-20	УВК-25	УВК-32	УВК-40	ВТ-50, ВТГ-50	ВТ-80, ВТГ-80	ВТ-100, ВТГ-100	ВТ-150, ВТГ-150
Диаметр условного прохода, мм	20	25	32	40	50	80	100	150
Предел измерения, $м^3/ч$:								
номинальный (при потере давления 0,01 МПа)	1,6	2,2	3,2	6,3	15	42	70	150
наименьший	0,06	0,08	0,10	0,17	1,6	3,0	4,5	7,0
наибольший (не более 1 ч в сутки)	2,5	3,5	5	10	30	84	140	300
Порог чувствительности, $м^3/ч$	0,025	0,035	0,05	0,10	0,7	1,2	2	3
Допустимая нагрузка за сутки, $м^3$	17	25	35	70	290	965	1440	3000
Диапазон расходов при погрешности:								
± 5% (не более)	0,06 – 0,25	0,08 – 0,35	0,10 – 0,50	0,17 – 1	1,6 – 4	3 – 8,4	4,5 – 14	7 – 30
±2% (не более)	0,25 – 2,5	0,35 – 3,5	0,5 – 5	1 – 10	4 – 30	8,4 – 84	14 – 140	30 – 300

до диафрагмы и после нее. Длина их зависит от модуля диафрагмы и вида местных сопротивлений. При необходимости возможно сокращение длин прямых участков до диафрагмы (но не менее 10 *D*). При этом должны быть учтены дополнительные погрешности в показаниях приборов.

Датчик индукционного расходомера ИР-51 может устанавливаться как на горизонтальном, так и на вертикальном трубопроводе при условии его полного заполнения водой. Датчик с измерительным блоком соединяется экранированным кабелем в стальной заземленной трубе, расстояние между ними – не более 100 м (до $5 \cdot 10^{-2}$ См/м) и 10 м (до 10^{-3} См/м). При установке скоростных счетчиков воды требуется наличие прямого участка длиной перед ними 8 – 10 *D* и после них 3 – 5 *D*. Перед счетчиком устанавливаются фильтры для очистки воды от твердых частиц.

Измерение расхода и количества тепловой энергии

Измерение расхода и количества тепловой энергии, отпущенной из теплоисточника и потребленной теплопотребляющими установками, осуществляется тепломерами и теплосчетчиками.

Таллинским приборостроительным заводом выпускается комплект приборов, который состоит из индукционного расходомера ИР-61, двух термометров сопротивления ТСП-5071 и блока обработки сигналов (БОС). В данном комплекте тепломер – однопоточный, двухточечный. Разность температур измеряется термометрами сопротивления. Температура измеряемой среды 60 – 150 °С и 30 – 70 °С. Пределы измерения расхода воды и диаметр условного прохода соответствуют данным расходомера ИР-61. Блок обработки сигналов включает цифровой интегратор.

Киевский опытный завод «Эталон» изготовляет измерители расхода теплоты ИРТ-30, состоящие также из расходомера воды (электромагнитного или дифманометрического), двух термометров сопротивления ТСМ-5071 градуировки 100М в подающем и обратном трубопроводах и электронного счетно-решающего устройства.

6.2. Вторичные приборы

Основные типы вторичных приборов и их характеристика представлены в табл. 6.12.

Вторичные приборы устанавливаются на щитах и пультах, которые помещаются в местах, удобных для обслуживания и наименее подверженных вибрациям и влиянию мощных источников электромагнитных полей (электродвигателей и др.).

6.3. Приборы автоматического регулирования и автоматические регуляторы

Основные типы автоматических регуляторов

Автоматические регулирующие устройства служат для регулирования теплового и гидравлического режимов работы тепловых сетей и теплопотребляющих установок.

Регулятор и объект регулирования составляют систему автоматического регулирования (САР), которая может осуществлять регулирование по отклонению регулируемого параметра, по компенсации возмущения (нагрузки объекта) и комбинированное – по отклонению и по возмущению.

По реализуемому закону регулирования регуляторы могут быть астатическими (интегральными, обозначение закона – И), статическими (пропорциональными – П), изодромными (пропорционально-интегральными – ПИ), позиционными. По наличию и роду используемой для работы энергии они могут быть прямого действия (без использования вспомогательной энергии) и косвенного (непрямого) действия – электрическими и гидравлическими.

В тепловых пунктах до недавнего времени преимущественное применение имели гидравлические регуляторы прямого действия, основную работу по созданию которых провели объединение «Союзтехэнерго» и Теплосеть Мосэнерго.

Регуляторы прямого действия более просты по устройству, но поддерживают заданные параметры регулирования с пониженной точностью. Точность их работы в значительной мере зависит от качества наладки на рабочем месте.

В последние годы в связи с необходимостью обеспечения более экономичной работы потребителей путем регулирования отпуска теплоты в тепловых пунктах и созданием специализированных служб по эксплуатации оборудования тепловых сетей стали применяться более совершенные и точные электрические (электронные) регуляторы и исполнительные устройства.

Техническая характеристика автоматических регуляторов (или приборов, составляющих комплект регуляторов) приведена в табл. 6.13.

Регуляторы прямого действия гидравлические

Чувствительным элементом регуляторов типа РД и РР является сильфон. Чугунный корпус регуляторов рассчитан на давление 1 МПа. Регуляторы монтируются на трубопроводе вертикально сильфонной камерой вверх, характеристика их приведена в табл. 6.14.

Регуляторы типа УРРД выпускаются заводом «Теплоприбор» (г. Улан-Удэ), рассчитаны на условное давление 1,6 МПа и температуру регулируемой среды до 180 °С. Зона нечувствительности составляет 1 – 2,5 %, зона пропорциональности – 12 – 20 % верхнего предела настройки, который может быть 0,1; 0,25; 0,4; 0,6 МПа. Новая модификация прибора типа УРРД-М отличается тем, что имеет одну пружину на все диапазоны настройки и меньшую зону пропорциональности (5 %). Коэффициент пропускной способности и масса регуляторов составляют: при диаметре условного прохода 25 мм – соответственно 6 т/ч и 28 кг, при диаметре 50 мм – 25 т/ч и 29 кг, при диаметре 80 мм – 60 т/ч и 52 кг. Схемы включения показаны на рис. 6.1.

Регуляторы давления типа 21ч10нж с чугунным корпусом и типа 21с10нж со стальным корпусом получили применение в тепловых пунктах на трубопроводах холодной воды для регулирования давления «после себя». Рабочее давление 1,6 МПа. Характеристика регуляторов представлена в табл. 6.15.

По данным табл. 6.15 для заданного диапазона регулируемого давления выбираются номер исполнительного механизма и масса груза. Для горячей воды из-за громоздкости и неплотности клапанов эти регуляторы не применяются.

Регуляторы прямого действия манометрические

Регуляторы температуры типа РТ имеют диаметры условного прохода 15, 20, 25, 32, 40, 50, 70, 80 мм. Коэффициенты пропускной способности соответственно этим диаметрам 2,5; 4; 6, 10; 16, 25; 40; 60 т/ч. Длина капилляра может

Таблица 6.12 **Типы и характеристика вторичных приборов**

Измеряемая величина	Первичный прибор или преобразователь	Наименование вторичного прибора	Тип вторичного прибора	Класс точности	Пределы измерения	Изготовитель
Температура	Термоэлектрический преобразователь (см. табл. 6.3)	Милливольтметр показывающий	Ш4500 М-64	1; 1,5	По ГОСТ 9736-68	ПО «Электроприбор» (г. Ереван)
		Милливольтметр показывающий и регулирующий	Ш4501, М64-02			
		Потенциометр электронный показывающий и самопишущий (запись на ленточной диаграмме)	КСП-2 (число точек измерения 1, 3, 6, 12)	По показаниям 0,5, по записи 1	При градуировке ХК −50 − +50 °С −50 − +100 −50 − +150 −50 − +200 0−100 0−150 0−200 С при градуировке ХА 0−400 °С	Завод «Львовприбор» (г. Львов)
		Потенциометр электронный показывающий и самопишущий (запись на складывающейся диаграмме)	КСП-4 (число точек измерения 1, 3, 6, 12)	По показаниям 0,25, 0,5, по записи 0,5		
	Термопреобразователь сопротивления (см. табл. 6.5)	Логометр	Ш69000, Л-64	1,5	по ГОСТ 9736-68	ПО «Электроприбор» (г. Ереван)
		Логометр с регулирующим устройством	Л-64-02			
		Мост электронный показывающий и самопишущий (запись на ленточной диаграмме)	КСМ-2 (число точек измерения 1, 3, 6, 12)	По показаниям 0,5 по записи 1	При градуировке 53 −50 − +50 °С −50 − +100 0−50 0−100 0−150 0−180 50−100 °С	Завод «Львовприбор» (г. Львов)
		Мост электронный показывающий и самопишущий (запись на складывающейся диаграмме)	КСМ-4 (число точек измерения 1, 3, 6, 12)	То же	При градуировке 100М −50 − +50 °С −50 − +100	Завод «Манометр» (г. Москва)

То же	То же	То же	То же	То же	$-25 \div +25$ 0 – 25 0 – 50 0 – 100 0 – 150 50 – 100 0 – 180 °С	То же
					При градуировке 10П 0 – 300 °С	
					При градуировке 46: $-70 \div +180$ °С 0 – 100 0 – 150 0 – 200 °С	
					При градуировке 100П: $-90 \div +50$ °С $-70 \div +180$ $-25 \div +25$ 0 – 50 0 – 100 0 – 150 0 – 200 °С	
Давление, перепад давления, расход, уровень	Манометр МЭД (см. табл. 6.6) Дифманометр ДМ-3564 (см. табл. 6.9)	Прибор показывающий с дифференциально-трансформаторной схемой	ВМД 4882-12 для расхода; ВМД 4882-00 для давлений	1	Согласно стандартному ряду для давлений, расхода, уровней	Завод «Автоматика» (г. Кировакан)
		Прибор показывающий и самопишущий с дифференциально-трансформаторной схемой	ДС-1	1	То же	Завод «Манометр» (г. Москва)
	Дифманометр ДМ-23573	То же	КСД-2 (КСД-002 для расхода; КСД-001 для давлений)	По показаниям 1; по записи 1	То же	Завод «Львовприбор» (г. Львов)

Таблица 6.13. **Автоматические регуляторы, применяемые в системах теплоснабжения и отопления**

Параметр регулирования	Типы регуляторов или приборов, входящих в комплект регуляторов, при различных принципах их действия						
	Прямого действия		Косвенного действия				
			Гидравлические		Электрические		
	Гидравлические	Манометрические	Датчик, регулирующий прибор	Исполнительное устройство	Датчик	Регулирующий прибор	Исполнительное устройство
Давление воды	РД	—	РД-3а, односильфонная сборка	РК-1	ММЭ; МЭД или ДМ-Э; ДС-Э (см. табл. 6.6)	Р25.1; РС29.1	
	УРРД			УРРД		РП4-У	
	21ч10нж					РП4-П	
Расход, перепад давлений	РР	—	РД-3а, трехсильфонная сборка	РК-1	ИР-61; диафрагма и ДМ-23573 или ДМЭР (см. табл. 6.9); ДМЭ (см. табл. 6.6)	Р25.1; РС29.1	
	УРРД (с диафрагмой для расхода)			УРРД		РП4-П	
						РП4-У	25ч939нж; МЭО и др.
Температура воздуха в отапливаемых помещениях	—	РТК-2216	—		ТСМ (см. табл. 6.5)	Т-48; Т-48М ЭРТ-1	
						РТЭ	
Температура воды на отопление согласно отопительному графику	—	РТ-2217	—		ТСМ	Р25.2; РС29.2 Т-48; Т48М	
		РТ-2217-ЭР				ЭРТ-1; ЭРТ-5	25ч939нж; МЭО и др.
					«Электроника Р-1М»; ЭРСА; САРТ		
Температура воды на горячее водоснабжение	—	РТ РТ-ДО, РТ-ДЗ	ТРБ-2	РР	ТСМ	Р25.2; РС29.2	25ч939нж; МЭО и др
			ТМП	РК-1		РП4-Т	
				УРРД		РТЭ	
			РТБ		«Электроника Р-2»		

быть 1,6; 2,5, 4, 6 и 10 м. Пределы настройки регулирования 0–40; 20–60; 40–80; 60–100; 100–140; 140–180 °С. Условное давление 1 МПа (для диаметров 70 и 80 мм 0,6 МПа). Зона нечувствительности – не более 1 °С. Зона пропорциональности – не более 10 °С. Точность регулирования зависит также и от температуры теплоносителя, что является недостатком этих регуляторов.

Изготовитель – сафоновский завод «Теплоконтроль».

ПО «Промприбор» (г. Орел) разработаны регуляторы РТ-ДО и РТ-ДЗ (взамен регуляторов типа РТ), которые имеют более широкий диапазон настройки (от 0 до 180 °С) и являются ремонтопригодными.

Регуляторы температуры прямого действия РТ-2217 и РТК-2216

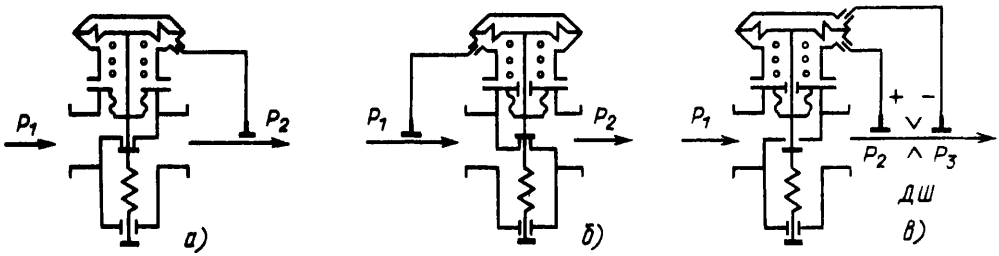


Рис. 6.1. Схемы включения гидравлических регуляторов прямого действия типа УРРД при регулировании:

а – давления «после себя», *б* – давления «до себя»; *в* – расхода, *ДШ* – дроссельная шайба

Таблица 6.14. **Техническая характеристика регуляторов прямого действия типа РД и РР**

Марка регулятора	Диаметр условного прохода, мм	Зона нечувствительности, кПа	Коэффициент пропускной способности K_v, т/ч	Рекомендуемый расход воды, т/ч	Масса, кг
РД-50	50	10 – 18	19	0 – 12	30
РД-80	80	10 – 18	44	12 – 45	88
РР-25	25	5	5	0 – 21	11
РР-40	40	5	12	2,1 – 4	21
РР 50	50	5	22	4 – 8	30
РР 80	80	5	52	8 – 25	88
РР 100	100	5	83	25 – 60	113

предназначены для регулирования отпуска теплоты системам отопления жилых, общественных и производственных зданий. Регулирующий орган может быть двухходовым проходным (ДП) или трехходовым смесительным (ТС).

Регулятор РТ-2217 имеет два датчика – температуры воды на отопление и температуры наружного воздуха, осуществляет регулирование по принципу компенсации возмущения и обеспечивает регулирование температуры воды по отопительному графику с параметрами от 85/70 °С до 115/70 °С.

Регулятор РТК-2216 имеет три датчика: два – температуры воздуха в двух представительных помещениях здания и один – температуры наружного воздуха (корректирующий датчик, действие которого проявляется лишь в переходный период отопительного сезона).

Техническая характеристика регуляторов приведена в табл. 6.16.

Регуляторы рассчитаны на применение для систем отопления с присоединением к

Таблица 6.15. **Техническая характеристика регуляторов 21ч10нж, 21с10иж**

Данные для выбора исполнительного механизма						Данные для выбора регулятора			
Диапазон регулируемого давления, МПа	Диапазон диаметров условного прохода, мм	№	Диаметр, мм	Масса, кг	Масса груза, кг	Диаметр условного прохода, мм	Масса регулятора, кг		K_v, т/ч
							21ч10нж	21с10нж	
0,15 0,65	40 – 200	3	385	20,5	12	40	60,6	62	25
0,65 0,85		3	385	20,5	17	50	61,3	66,7	40
0,85 1,0		3	385	20,5	21	80	77,5	83,3	100
1,0 2,0		2	235	8	8	100	89,6	101,2	160
2,0 2,5		2	235	8	11	150	131,9	152,4	360
2,5 3,5		2	235	8	18	200	244,3	282	640
3,5 5		2	235	8	30				
5 8	40 – 150	1	195	5	17	В табл. 6.14 – 6.18 коэффициент K_v – коэффициент пропускной способности численно равен расходу через полностью открытый клапан при перепаде давлений на нем 0,1 МПа			
	200	2	235	8	17				
8 9,5	40 – 150	1	195	5	21				
9,5 16		1	195	5	30				

Таблица 6.16. **Техническая характеристика регуляторов температуры прямого действия РТ-2217 и РТК-2216**

Марка регулятора	Диаметр условного прохода, мм	Диапазон настройки, °С, при наружной температуре, °С		Зона нечувствительности, °С	Зона пропорциональности, °С	Постоянная времени, с	Коэффициент пропускной способности, т/ч
		от −40 до −15	0				
РТ-2217-ДП РТ-2217-ТС	25; 32; 40; 50; 65	От 85 до 115	От 45 до 70	1,6	10 (при ходе 3,5 мм)	100	6,3; 10; 13,5; 16; 25 (соответственно диаметрам)
РТК-2216-ДП РТК-2216-ТС		18 – 24		0,5		60	

Таблица 6.17. **Технические данные клапанов РК-1**

Наименование	Диаметр условного прохода, мм											
	50	70	80	150	200	250	300	350	400	500	600	700
K_v, т/ч	25	50	60	250	400	600	900	1200	1600	2500	3600	4900
Масса, кг	46	52	55	204	314	356	501	614	1110	1138	1982	2296
Допускаемая протечка при перепаде 0,1 МПа, % K_v	0,01						0,005					
Изготовитель	Завод «Теплоприбор» (г. Улан-Удэ)			Полтавский турбомеханический завод								

тепловой сети с помощью насоса смешения или водонагревателя. Для систем отопления с элеваторным присоединением разработана модификация РТ-2217-ЭР, в которой вместо регулирующего клапана применен элеватор с регулируемым соплом конструкции Мосспецпромпроекта.

Изготовитель термосистем – ПО «Промприбор» (г. Орел), изготовитель регулирующих органов и комплектная поставка регуляторов РТ-2217 и РТК-2216 – завод «Теплоприбор» (г. Улан-Удэ).

Регуляторы косвенного действия гидравлические

Реле давления РД-3а является измерительно-управляющим устройством и рассчитано на работу в комплекте с регулирующими клапанами, оборудованными мембранно-пружинным исполнительным механизмом типа РК-1 или УРРД. Регулятор РД-3а выполняется в двух модификациях: односильфонная сборка – для регулирования давления и уровня в открытых емкостях; трехсильфонная сборка – для регулирования перепада давления, расхода и уровня в закрытых емкостях.

Техническая характеристика: давление регулируемой среды – до 1,6 МПа; давление (перепад давлений) рабочей среды 0,2 – 1,0 МПа: расход рабочей среды 15 – 30 л/ч; пределы настройки 0,01 – 0,16; 0,06 – 0,25; 0,17 – 0,5; 0,6 – 1,6 МПа; зона пропорциональности – до 6 % верхнего предела настройки; зона нечувствительности – 0,5 % верхнего предела настройки.

Регулирующий клапан РК-1 является односедельным запорно-регулирующим исполнительным устройством. По схеме сборки золотника клапан РК-1 может быть нормально-открытым и нормально-закрытым. Основные схемы включения комплекта клапана РД-3а и РК-1 показаны на рис. 6.2. Характеристики клапанов РК-1: давление и температура регулируемой среды – до 1,6 МПа и до 200 °С, управляющее давление 0,03 – 1 МПа, остальные технические данные приведены в табл. 6.17.

Термореле ТРБ-2 (конструкции Мосэнерго) является также измерительно-управляющим устройством, но рассчитано на работу только в комплекте с клапаном типа РР (в связи с малым объемом его надсильфонной камеры). Изготовляется заводом «Сантехоборудование» (г. Москва), заводами «Коммунальник» (г. Гомель, г. Рига).

Датчик температуры малоинерционный типа ТМП является из-

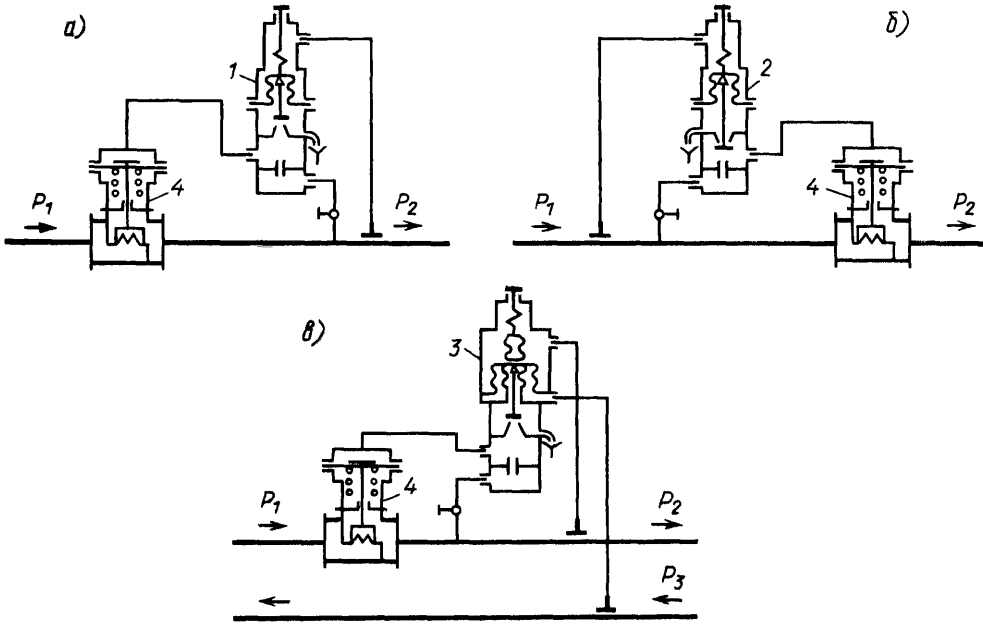


Рис. 6.2. Схемы включения гидравлических регуляторов косвенного действия при регулировании:

а – давления «после себя», *б* – давления «до себя», *в* – перепада давлений, *1* – реле давления РД-3а, односильфонная односопловая сборка, нормально-открытый клапанок, *2* – то же, нормально-открытый клапанок; *3* – реле давления РД-3а, грехсильфонная односопловая сборка, нормально-открытый клапанок; *4* – регулирующий клапан РК-1 нормально-открытый

мерительно-управляющим устройством, рассчитанным на работу с клапанами с мембранным гидроприводом типа РК-1, УРРД. Характеристика прибора ТМП: давление регулируемой среды 1,6 МПа, диапазон настройки – от 10 до 150 °С, зона пропорциональности – до 6 °С, зона нечувствительности – до 0,5 °С, давление рабочей среды – от 0,2 до 1 МПа. Изготовитель – завод «Теплоприбор» (г. Улан-Удэ).

Регулятор температуры блочный типа РТБ состоит из датчика ТМП и регулирующего смесительного клапана РК-1 и применяется в открытых сетях. Регулятор обеспечивает регулирование путем подмешивания сетевой воды к обратной и защиту системы отопления от опорожнения при большом водоразборе. Изготовитель – завод «Теплоприбор» (г. Улан-Удэ).

Регуляторы косвенного действия электрические

Регулирующие приборы типа Р25, РС29 выпускаются в нескольких модификациях. Приборы Р25.1, РС29.1 в комплекте с датчиками давления ММЭ, МЭД, ДМ-Э или ДС-Э выполняют функции регулятора давления, в комплекте с датчиками расхода ИР-51, ДМ-23573 или ДМЭР (с сужающим устройством) – функции регулятора расхода, а с датчиком ДМЭ – функции регулятора перепада давлений.

Приборы Р25.2, РС29.2, укомплектованные одним термопреобразователем сопротивления ТСМ-5071, применяются как регуляторы температуры воды на горячее водоснабжение, а в комплекте с двумя термопреобразователями сопротивления ТСМ-5071 и ТСМ-6114 – как регуляторы температуры воды на отопление зданий $t_{под}$ согласно заданному отопительному графику $t_{под} = f(t_н)$.

Схема включения прибора Р25.2 показана на рис. 6.3, *а*. Технические данные Р25: пределы плавного изменения параметров динамической настройки – коэффициента пропорциональности – 0,5 – 20, времени изодрома 5 – 500 с; минимальная зона нечувствительности ±0,2 Ом (для Р25.2), выходной сигнал для управления исполнительным устройством – напряжение 24 В постоянного тока от внутреннего источника или

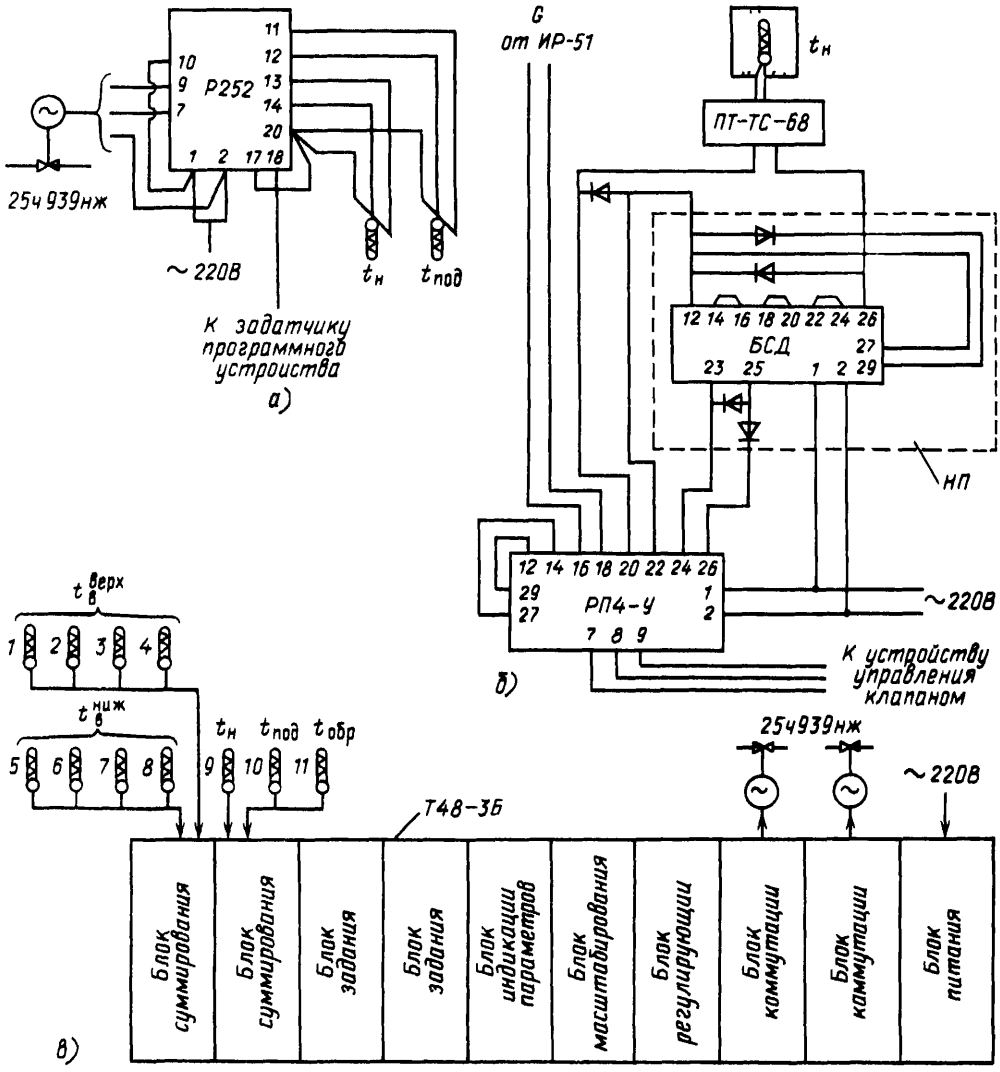


Рис 63 Схемы включения электронных регулирующих приборов для регулирования отопительной нагрузки зданий

а – на базе прибора Р25 2 (разработка АКХ им К Д Памфилова), *б* – на базе прибора РП4-У (разработка ВТИ – Мосжилниипроект) *в* – на базе прибора Т 48 3Б (разработка МНИИТЭП) $t_н$ – датчик температуры наружного воздуха $t_{под}$ – то же подающей воды на отопление $t_{обр}$ – то же обратнои воды из системы отопления $t_в^{верх}$ $t_в^{низ}$ – датчики температуры внутреннего воздуха в помещениях верхних и нижних этажей здания *G* – датчик расхода воды *НП* – нелинейный преобразовате ль на базе прибора БСД – блока суммирования и демпфирования ПТ ТС-68 нормирующий преобразователь

220 В переменного тока от внешней сети по контактной или бесконтактной схеме Возможно подключение внешнего задатчика, имеет встроенные органы управления клапаном вручную или дистанционно Масса – 5 кг Изготовитель приборов Р25, РС29 – Московский завод тепловой автоматики

Аналогичные модификации и функции имеют регулирующие приборы типа РП4У, РП4П и РП4-Т Чебоксарского завода электрических и исполнительных механизмов Приборы РП4-У могут осуществлять регулирование расхода сетевой воды на отопление в зависимости от температуры наружного воздуха $t_н$ Для этого к входам

прибора подключаются датчик расхода (ИР-51) с выходом 0–5 мА, термопреобразователь сопротивления (с инерционным устройством) через нормирующий измерительный преобразователь (ПТ-ТС-68) и нелинейный преобразователь с выходом 0–5 мА, реализующий требуемую зависимость (см. рис 6.3, *б*).

Приборы регулирующие Т-48 (снятые с производства) и Т-48М (выпускаемые взамен Т-48) многофункциональные и предназначены:

для регулирования разности температур воды в подающем $t_{под}$ и обратном $t_{обр}$ трубопроводах отопления или только в подающем (обратном) трубопроводе зданий в зависимости от температуры наружного воздуха $t_н$ – приборы Т48-1 и Т48-1Б; Т48М-1;

приборы Т48-2 и Т48-2Б, приборы Т48-5 и Т48-5Б, приборы Т48М-2 – то же, что и приборы Т48-1, но дополнительно с коррекцией по температуре внутри помещений, усредненной по нескольким (до восьми) датчикам температуры;

приборы Т48-3 и Т48-3Б (схема включения показана на рис. 6.3, *в*) – то же, что и приборы Т48-1, но с дополнительным каналом регулирования в зависимости от разности температур воздуха внутри помещений верхних $t_в^{верх}$ и нижних $t_в^{ниж}$ этажей или противоположных фасадов, соответственно усредненных в пределах каждой из двух групп по нескольким (до 4 в группе) датчикам температуры;

прибор Т48М-4 – для двухканального пофасадного регулирования, приборы Т48-4 и Т48-4Б; Т48М-3 – для регулирования температуры воздуха в помещениях, усредненных по нескольким (до 6 или 8) датчикам температуры;

прибор Т48М-5 – то же, что и приборы Т48М-2, но с дополнительным мультиплексным блоком, позволяющим осуществлять пофасадное регулирование двух фасадов (зон) одним регулятором с усреднением по двум датчикам температуры на каждом фасаде;

прибор Т48М-6 – то же, что и приборы Т48-1, но дополнительно регулирует температуру горячей воды.

В приборах Т48-1, -2, -3, -5, Т48М реализуется ПИ-закон регулирования, в приборах Т48-4 – П-закон, в дополнительном канале прибора Т48-3 – трехпозиционное регулирование. В качестве датчиков применяются медные термопреобразователи сопротивления градуировки 23. Масса прибора Т48 16 кг, Т48М – 8 кг. Изготовитель – Могилев-Подольский приборостроительный завод.

Регулятор температуры типа ЭРТ-1 осуществляет регулирование температуры воды на отопление согласно отопительному графику с коррекцией по температуре воздуха в четырех контрольных помещениях, а регулятор ЭРТ-5 – поддержание разности температур подающей и обратной воды в зависимости от температуры наружного воздуха. В качестве датчиков используются медные термопреобразователи сопротивления градуировки 50М, поставляемые комплектно с регулятором Масса прибора 2,7 кг. Изготовитель – Могилев-Подольский приборостроительный завод.

Регуляторы с применением приборов Р25, РС29, РП4У, Т48, Т48М, ЭРТ могут применяться в ГТП, насосных станциях, а приборы Р25, РС29, ЭРТ, Т48М – в МТП (ввиду их относительно низкой стоимости). Для регулирования отпуска теплоты на отопление зданий эти приборы применяются при условии присоединения систем отопления к сети с помощью насоса смешения или водонагревателя.

При элеваторном присоединении систем отопления в МТП применяются автоматизированные элеваторы, состоящие из автоматического регулятора и регулируемого элеватора (с регулируемым соплом, с регулируемым байпасом, двухсоплового). С элеватором с регулируемым соплом выпускаются: электронный регулятор отопления «Электроника Р-1М» – предприятием Минэлектронпрома и автоматизированный элеватор ЭРСА – Экспериментальным заводом коммунального оборудования АКХ им. К. Д. Памфилова (г. Москва). Для дооборудования существующих элеваторов заводом «Киевкоммунтехника» освоена система автоматического регулирования теплоты САРТ.

Регулятор температуры электронный РТЭ с заслонкой ПРЗ применяется для зданий с непосредственным присоединением к сети бифилярных систем отопления. Закон регулирования – пропорциональный. Регулятор рассчитан на работу с одним или четырьмя медными термопреобразователями сопротивления градуировки 50М. При пофасадном регулировании отопления здания РТЭ устанавливается по одному на каждый фасад. Разработчик – институт «Челябинскгражданпроект».

Для регулирования температуры воздуха в приточно-вентиляционных установках могут применяться регуляторы температуры электрические типа ТЭ1П3 (двухпозиционные) и ТЭ2П3 (трехпозиционные с встроенным импульсным прерывателем). Датчиком является медный термопреобразователь сопротивления градуировки

Таблица 6.18. **Техническая характеристика регулирующих клапанов**

Обозначение клапана (давление и температура регулируемой среды)	Диаметр условного прохода, мм	K_v, м³/ч	Масса, кг	Тип исполнительного механизма
25ч939нж (1,6 МПа, 250 °С)	25 40 50 80	16 40 63 160	26,9 34,1 42,3 50,0	МЭО-6,3/10-0,25
25ч940нж (1,6 МПа, 250 °С)	25 40 50	16 40 63	21,5 28,0 35,8	ЕСПА-02-ПВ
25ч914нж (1,6 МПа, 200 °С)	100 150	160 – 250 400 – 630	100 153	МЭО-16/63-0,25Р80
	200	630 – 1000	310	МЭО-100/63-0,63Р
27ч905нж смесительный трехходовой (0,6 МПа, 150 °С)	50 80 100	27 – 56 34 – 118 40 – 169	46 68 90	ПР-1М

23. Технические данные: пределы настройки – от −40 до 0; −20 ÷ +20; 0 – 40; 20 – 60; 40 – 80; 60 – 100; 80 – 120 °С, зона возврата (нечувствительности) – от 0,5 до 10 °С; длительность импульса 0,5 – 10 с и паузы 1 – 300 с; основная погрешность ±1 °С. Масса 2,5 кг. Эти приборы могут применяться и для включения и отключения насосов различного назначения по достижении заданной температуры среды.

Изготовитель – ПО «Промприбор» (г. Орел).

Электрические исполнительные устройства

Клапаны регулирующие с электромоторным исполнительным механизмом являются двухседельными органами для изменения расхода регулируемой среды с фланцевым присоединением. Устанавливаются на горизонтальных трубопроводах приводом вверх.

Характеристика клапанов дана в табл. 6.18.

Изготовители – завод «Красный Профинтерн» (г. Гусь-Хрустальный, Владимирская обл.); Чуфаровский арматурный завод (Ульяновская обл.) (25ч914нж).

Для управления регулирующими органами диаметром выше 100 мм клапанов Т-35б, Т-36б, 6с-7 и других могут быть применены однооборотные исполнительные механизмы типа МЭК, МЭО (Чебоксарского завода электрических исполнительных механизмов) и типа МЭОБ и МЭОК (Московского завода тепловой автоматики), которые должны сочленяться с органами рычагами и тягами. Характеристика регулирующих органов и способы сочленения изложены в [112]. Исполнительные механизмы управляются от регулирующих приборов через пускатели или усилители.

Электронные регулирующие приборы устанавливаются на щитах (утопленный монтаж) при условии отсутствия сильной вибрации и значительных магнитных полей. Монтаж электрических цепей питания и связей с датчиками и исполнительными механизмами производится по схемам внешних соединений заводов-изготовителей и по проекту медными (сечением 0,75 – 1,5 мм²) или алюминиевыми (сечением 2,5 мм²) проводами и кабелями. Силовые и измерительные (слаботочные) цепи выделяются в отдельные линии связи. Приборы на щите должны быть заземлены согласно ПУЭ. Регулирующие клапаны устанавливают на горизонтальных трубопроводах. До и после клапана трубопроводы должны иметь прямые участки длиной не менее 10*D*.

6.4. Аппаратура телемеханики и телеизмерений

Аппаратура телемеханики является техническим средством диспетчеризации и АСДУ (АСУТП) теплоснабжения и служит для двухстороннего обмена оперативной информацией между центром управления (диспетчерским пунктом) и контролируемыми и управляемыми объектами системы теплоснабжения.

Типы и основная характеристика средств телемеханики, применяемых в тепловых сетях, приведены в табл. 6.19.

Для телемеханизации тепловых сетей от ТЭЦ Опытным заводом средств автома-

Таблица 6.19. **Характеристика серийно выпускаемых средств телемеханики**

Марка аппаратуры телемеханики	Информационная емкость на 1 КП					Состав и структура	Стыкуется с ЭВМ	Завод-изготовитель
	ТС	ТУ	ТР	ТИТ	ТИИ			
ТМ-320	56	Суммарно 48 объектов (по вызову)			–	1ПУ-32КП, радиальная; 1ПУ-96КП при включении трех КП в одну линию транзитом	Нет	Завод «Промавтоматика» (г. Житомир)
ТМ-321	40	Суммарно 16 объектов: ТУ (4), ТИТ (4 по вызову) и 8 ГГС (вызов громкоговорящей связи)			–	1ПУ-24КП, радиальная	Нет	
ТК-210	768	768	192 (токовое), 96 (временное)	192	192	1ПУ-31КП – 248ПКП, радиальная на каждом уровне (ПУ, КП, ПКП)	Да	ПО «Телемеханика» (г. Нальчик)
	(максимальные на 1КП или 1ПКП)							
ТМ-120-1	256	32	8	64	8	1ПУ-30КП, радиальная, цепочечная, древовидная	Да	ПО ЗИП (г. Краснодар)
	(ТИТ ретранслируемых с нижестоящего уровня – 160, ТУ – на нижестоящий уровень – 128)							
ТМ-120-2	16	8	–	8	–	1ПУ-30КП, 1ПУ-16КП при работе с ТМ-120-1, цепочечная	Да	ПО «Телемеханика» (г. Нальчик)
КТС-ЛИУС-2	Определяются при конкретном проектировании						Да	Харьковский завод КИП (СКБ САУ)
Контур-23	16	8	–	10	–	1ПУ-16КП, радиальная, цепочечная, древовидная	Да	Петрозаводский завод ГУПП МЖКХ РСФСР
УВТК-300	120	120	Из числа ТУ	256	128	1ПУ-99КП, радиальная	Да	Завод «Промавтоматика» (г. Житомир)

Примечание. ПУ – пункт управления; КП – контролируемый пункт; ПКП – периферийный КП; ТС, ТУ, ТР, ТИТ – см. ниже; ТИИ – телеизмерение интегральное.

тизации и приборов Мосэнерго изготовляется комплекс аппаратуры для РДП теплосети.

В качестве датчиков для телеизмерения текущих значений (ТИТ) применяются:

для измерения давления и перепада давлений воды – манометры типа МЭД, а также манометры типа МС-Э2, ММЭ, ДМЭ и другие манометры, имеющие выходной сигнал постоянного тока 0–5 мА (см. табл. 6.6);

для измерения расхода воды – дифманометры-расходомеры с выходным сигналом 0–5 мА или 0–20 мА (см. табл. 6.9 и 6.10) и индукционные расходомеры ИР-51 для диаметров трубопроводов до 300 мм и ИР-56 для больших диаметров;

для измерения температуры воды – термопреобразователи сопротивления (см. табл. 6.5) с нормирующими преобразователями (ПТ-ТС-68) с выходным сигналом 0–5 мА;

для измерения электрической мощности – измерительные преобразователи типа Е-829 с выходным сигналом 0–5 мА.

В качестве датчиков телесигнализации (ТС) используются:

для сигнализации предельных значений давления в схемах блокировки и автоматического включения резервных насосных агрегатов – электроконтактные манометры типа ЭКМ-IV (см. табл. 6.6) и датчики перепада давлений типа РКС;

для сигнализации предельных значений температур в схемах контроля, блокировки и включения насосов – приборы типа ТЭ1П3;

для сигнализации состояния оборудования (насосов, выключателей линий 6–10 кВ и др.) – блок-контакты магнитных пускателей электродвигателей или промежуточные реле положения выключателей, а также контакты выходных элементов устройств автоматики и защиты;

для сигнализации положения электрифицированных задвижек и регулирующих клапанов – контакты их концевых выключателей.

Телеуправление (ТУ) и телерегулирование (ТР) осуществляются путем воздействия выходных реле контролируемых пунктов телемеханики на пускорегулирующие устройства управляемых органов (задвижек, клапанов, электродвигателей насосов, задатчиков уставок регуляторов).

На диспетчерском пункте при аналоговом воспроизведении телеизмерений используются, в частности, узкопрофильные приборы типа АСК с классом точности 0,5, выпускаемые заводом «Вибратор» (г. Ленинград), заводом «Электроточприбор» (г. Омск).

Для оборудования диспетчерского пункта могут быть применены щиты и пульты, выпускаемые заводом «Промавтоматика» (г. Житомир), – секционные мозаичные щиты типа ЩЦСМ-1 и металлические сборные секционные диспетчерские пульты КЗСП-1.

Раздел третий

РАСЧЕТЫ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Глава седьмая

РАСЧЕТНЫЕ И СУММАРНЫЕ РАСХОДЫ ТЕПЛОТЫ, ОТПУСКАЕМОЙ ИЗ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

7.1. Расходы теплоты на отопление и вентиляцию зданий

Определение расходов теплоты, отпускаемой потребителям из тепловых сетей, является первым этапом при проектировании этих сетей, а также при разработке схем теплоснабжения. Такое определение должно производиться отдельно по каждому виду теплопотребления, а в точных расчетах – по каждому зданию или группе однотипных зданий.

Отпуск теплоты из водяных тепловых сетей может производиться прежде всего в системы отопления, вентиляции или кондиционирования воздуха зданий, предназначенные для поддержания в помещениях заданных нормами комфортных условий,

в первую очередь температуры воздуха $t_{вн}$, а также его состава независимо от колебаний температуры наружного воздуха $t_н$.

В климатических условиях СССР поддержание заданной температуры воздуха в помещениях требует подачи теплоты в течение значительной части года, называемой отопительным периодом (см. прилож. 1). Расчетная температура воздуха в помещениях $t^р_{вн}$ определяется в основном назначением этих помещений, а в некоторых случаях также климатическим районом, к которому относится данный населенный пункт (см. примечание к табл. 7.1). Сводка значений $t^р_{вн}$, составленная по нормам проектирования жилых [28], а также основных групп общественных зданий [30–43], приведена в табл. 7.1. Там же оговорены допустимые и оптимальные интервалы значений $t^р_{вн}$ для производственных помещений различных категорий в соответствии с ГОСТ 12.1.005-76. Следует учесть, что значения $t^р_{вн}$ по табл. 7.1 относятся только к помещениям, преобладающим в соответствующих зданиях и оговоренным в этой таблице, а поэтому они пригодны только для приближенных расчетов расходов теплоты на отопление зданий в целом. В соответствующих нормах указаны значения $t^р_{вн}$ для разных видов помещений в зданиях, используемые при проектировании систем отопления в этих помещениях, а также для точного определения суммарных расходов теплоты на отопление здания в целом.

Наиболее распространенными являются системы водяного отопления, использующие в качестве теплоносителя горячую воду с расчетной температурой на входе в систему $t^р_{вн.вод}$ от 85 до 150 °С. Такие системы выполняются, как правило, едиными для всех помещений данного здания (центральные системы водяного отопления).

Для некоторых категорий зданий нормами [20] допускается или рекомендуется применение систем воздушного отопления, в которых теплоносителем является подаваемый в помещения воздух, нагретый в калориферах не более чем до 45 °С, а в качестве греющей среды используется горячая вода с расчетной температурой на входе 110–150 °С (водовоздушные калориферы).

Системы воздушного отопления могут быть как центральными, оборудованными калориферными установками для обслуживания всех или части помещений здания, так и местными с размещением калориферов в самих отапливаемых помещениях.

Наряду с системами отопления, обеспечивающими только заданную температуру воздуха, для многих групп зданий требуется соблюдение также других санитарно-гигиенических показателей, например поддержание нормативной относительной влажности воздуха в помещениях (обычно в пределах 30–65 %) независимо от поступления влаги из различных источников. Кроме того, в производственных и некоторых группах общественных зданий имеет место загрязнение воздуха различными вредными веществами (газами, парами, аэрозолями), предельно допустимые концентрации которых в воздухе помещений оговорены в санитарных нормах [52].

Поддержание заданного состава воздуха в помещениях за счет удаления из них влажного или загрязненного воздуха и поступления соответствующих количеств наружного воздуха, часто с его предварительной обработкой, должно обеспечиваться системами вентиляции этих помещений. Воздухообмен между помещениями и атмосферой осуществляется прежде всего за счет воздухопроницаемости наружных ограждений, особенно через неплотности в местах их стыкования со световыми проемами (окна, фонари). Такой способ воздухообмена, называемый инфильтрацией, происходит за счет разности давлений между воздухом в помещениях и атмосферой, обусловленной в основном разностью температур наружного и внутреннего воздуха, а также обдуванием зданий ветром. Если поступающие в результате этого в помещение расходы воздуха оказываются недостаточными для поддержания его заданного состава, то инфильтрация может быть дополнена периодической аэрацией помещения путем открытия окон, форточек, наружных дверей и т. п.

Совместное использование инфильтрации в аэрации (естественная вентиляция) для жилых зданий обычно считается достаточным. Но естественная вентиляция не может обеспечить поддержания заданного состава воздуха в общественных и производственных зданиях с выделением вредных веществ. В таких случаях помимо использования естественной вентиляции требуется сооружение систем побудительной вентиляции, которые могут быть вытяжными с удалением заданных расходов воздуха из помещений, как правило, за счет работы вентиляторов с электроприводом, или приточными с подачей этих расходов из атмосферы. Поступающий в помещения наружный воздух при отсутствии его подогрева имеет в течение отопительного периода температуру существенно ниже нормативной для данного помещения, а стало быть, охлаждает его. Такое охлаждение может быть компенсировано, в частности, дополнительной подачей теплоты от систем отопле-

Таблица 7.1. **Расчетные температуры воздуха $t_{вн}^{р}$ в преобладающих помещениях зданий различных групп**

Наименование групп зданий по их назначению	Преобладающие помещения: Наименование	Преобладающие помещения: Расчетная температура воздуха $t_{вн}^{р}$, °С	Примечания	Нормативный документ
I. Жилые здания				
Жилые здания квартирного типа и общежития	Жилые комнаты	18 или 20	В зависимости от климатического района	[28]
II. Общественные здания				
Больницы и диспансеры	Палаты для взрослых	20	–	[35]
Родильные дома	Палаты	22	–	[35]
Амбулатории и поликлиники	Кабинеты врачей	20	–	[35]
Общеобразовательные школы и школы-интернаты	Классы и кабинеты	17, 18 или 21	В зависимости от климатического района	[31]
Детские дошкольные учреждения	Спальни ясельных групп	20, 21 или 22	То же	[30]
Профессионально-технические, средние специальные и высшие учебные заведения	Аудитории	18	–	[32]
Клубы	Зрительные залы	16	–	[37]
Театры	Зрительные залы	19–21	–	[40]
Кинотеатры	Зрительные залы	14	–	[36]
Здания конструкторских и проектных организаций	Проектные залы и комнаты	18	–	[42]
Здания управлений	Рабочие комнаты	18	–	[43]
Гостиницы	Номера	20	–	[39]
Дома быта, ателье, мастерские, приемные пункты	Помещения для изготовления и ремонта	18	–	[41]
Бани	Раздевальные, душевые, ванные	25	–	[41]
Прачечные	Сушильно-гладильные и стиральные цехи	15	–	[41]
Магазины	Торговые залы продовольственных товаров	12	–	[33]
	Торговые залы промышленных товаров	15	–	[33]
Предприятия общественного питания	Залы, раздаточные, буфеты	16	–	[34]
Спортивные сооружения	Спортивные залы и катки	18	–	[38]
III. Промышленные здания				
Производственные помещения (рабочая зона) при легких работах (категории I)	–	20–23	Оптимальные значения	ГОСТ 12.1.005-76
		19–25	Допустимые значения	То же

Продолжение табл. 7.1

Наименование групп зданий по их назначению	Преобладающие помещения		Примечания	Нормативный документ
	Наименование	Расчетная температура воздуха $t_{вн}^{р}$, °С		
То же, при работах средней тяжести (категории IIа)	—	18 – 20	Оптимальные значения	ГОСТ 12.1 005-76
		17 – 23	Допустимые значения	То же
То же, при работах средней тяжести (категории IIб)	—	17 – 19	Оптимальные значения	» »
		15 – 21	Допустимые значения	» »
То же, при тяжелых работах (категории III)	—	16 – 18	Оптимальные значения	» »
		13 – 19	Допустимые значения	» »
Вспомогательные здания и помещения	Помещения для отдыха	18	—	[45]

Примечание. Характеристика климатических районов СССР, в пределах которых принимаются значения расчетной температуры воздуха $t_{вн}^{р}$ для жилых и некоторых групп общественных зданий, приведена вместе с соответствующими картами территории СССР в нормах [6, 20].

ния, что должно быть учтено при их расчете. При значительных масштабах выделения вредных веществ или повышенных требованиях к составу воздуха в помещениях сочетание побудительной вытяжной и естественной вентиляции обычно оказывается недостаточным. В таких случаях необходимо применение систем побудительной приточной вентиляции с подачей наружного воздуха в помещения вентиляторами. Системы приточной вентиляции могут быть либо центральными (общеобменными) с подачей воздуха во все вентилируемые помещения данного здания, либо местными (воздушные души, оазисы, завесы). Во избежание нарушения комфортных условий нормами [20], как правило, запрещается подача в вентилируемые помещения наружного воздуха температурой ниже 5 °С.

Соблюдение этого требования приводит к необходимости подогрева в течение отопительного периода наружного воздуха до его подачи в помещения. Для такого подогрева используются те же калориферные установки, что и для систем воздушного отопления. За счет подачи нагретого воздуха в отапливаемые помещения можно частично, а иногда и полностью, покрыть его потребность в теплоте. Такое объединение воздушного отопления и приточной вентиляции значительно снижает капитальные вложения и упрощает эксплуатацию систем, а поэтому рекомендуется нормами [20].

Поскольку при естественной вытяжке бесполезно выбрасывается в атмосферу вся теплота, необходимая для нагрева воздуха от его наружной температуры до нормативной в вентилируемых помещениях, более экономичными являются комбинированные системы приточно-вытяжной вентиляции с частичной утилизацией теплоты удаляемого из помещений воздуха для подогрева наружного воздуха. Такая утилизация может быть достигнута рециркуляцией, т. е. подмешиванием забираемого из помещения воздуха к наружному воздуху, поступающему в калориферную установку. Возможная степень рециркуляции, т. е. отношение расхода воздуха, забираемого из помещений и подмешиваемого к наружному воздуху, к полному расходу подогреваемого воздуха, определяется санитарно-гигиеническими требованиями, оговаривающими минимальные расходы наружного воздуха, который должен быть подан в помещения [20].

Другим способом утилизации теплоты воздуха, забираемого из помещений, является рекуперация, т. е. нагрев наружного воздуха

до поступления его в калориферы удаляемым из помещений воздухом в поверхностных теплообменниках-теплоутилизаторах. Однако из-за больших капитальных вложений установка таких теплоутилизаторов должна быть в каждом случае обоснована технико-экономическим расчетом [20]

В некоторых случаях даже приточно-вытяжные системы вентиляции в сочетании с отоплением и удалением пыли из подаваемого воздуха не в состоянии обеспечить поддержание заданных параметров воздуха в помещениях, предъявляющих особо жесткие требования к этим параметрам. В таких случаях необходимо объединение функций систем отопления и вентиляции в единых системах кондиционирования воздуха.

Такие системы должны обеспечивать поддержание заданного состава воздуха, а также значений его температуры и относительной влажности, зачастую различных для помещений разного назначения в одном здании, и притом не только в отопительный, но иногда и в летний период.

Основными аппаратами системы кондиционирования воздуха являются кондиционеры с калориферами для подогрева воздуха и контактными или поверхностными воздухоохладителями.

Определение потребности в теплоте систем отопления, вентиляции или кондиционирования воздуха базируется на анализе тепловых балансов отдельных помещений или зданий в целом в течение отопительного периода. В расходной части этих балансов учитываются прежде всего тепловые потери помещений или зданий в окружающую среду $Q_{т\,п}$ через их ограждающие конструкции (наружные стены со световыми проемами и дверьми, верхние покрытия, полы, расположенные на грунте или над неотапливаемыми подвалами). Вторым слагаемым являются расходы теплоты на подогрев наружного воздуха, поступающего в помещения за счет инфильтрации или подачи системами приточной вентиляции $Q_{воз\,п}$. В приходной части этих балансов согласно нормам [20] должно учитываться поступление теплоты в воздух помещений в результате внутренних тепловыделений в них $Q_{т\,в}$, связанных с пребыванием людей и теплоотдачей осветительных и других электрических и газовых приборов, а в производственных помещениях – также с тепловыми потерями печей, аппаратуры и трубопроводов.

Некоторые количества теплоты периодически поступают в помещения через остекление световых проемов за счет солнечной радиации (инсоляции) $Q_{инс}$. Однако такое поступление носит переменный характер, а также зависит от широты местности, облачности, ориентации световых проемов по странам света и т. п. В наиболее холодные месяцы отопительного периода, особенно в северных районах, тепловой эффект инсоляции незначителен. Согласно нормам [20] поступление теплоты в здания за счет инсоляции $Q_{инс}$ подлежит учету только при составлении их тепловых балансов в летний период, а для отопительного периода можно принимать $Q_{инс} = 0$.

Если при каких-либо режимах сумма слагаемых $Q_{т\,п} + Q_{воз\,п}$, подсчитанных при нормативной температуре воздуха в помещении $t_{вн}^{р}$ и наружной температуре $t_н$, превышает сумму слагаемых $Q_{т\,в} + Q_{инс}$, то для поддержания нормативной температуры необходим приток теплоты в помещение за счет работы систем отопления, вентиляции или кондиционирования воздуха $Q_т$.

В результате тепловой баланс помещений или зданий в целом может быть представлен в виде

$$Q_{т\,п} + Q_{воз\,п} = Q_т + Q_{т\,в} + Q_{инс}. \quad (7.1)$$

Отсюда

$$Q_т = (Q_{т\,п} + Q_{воз\,п}) - (Q_{т\,в} + Q_{инс}). \quad (7.1а)$$

Значения $Q_{т\,п}$, $Q_{воз\,п}$, $Q_{т\,в}$ и $Q_{инс}$ непрерывно изменяются в сезонном, суточном и даже часовом разрезах. Особенно подвержены таким изменениям слагаемые $Q_{инс}$ и $Q_{воз\,п}$. Более устойчивыми являются значения $Q_{т\,п}$ в связи с влиянием тепловой инерции ограждающих конструкций, в основном наружных стен, благодаря которой кратковременные колебания температуры наружного воздуха слабо отражаются на температурах внутренних поверхностей этих ограждений, а стало быть, и воздуха в помещениях. Тепловые балансы зданий по формуле (7.1) обычно рассматриваются в суточном разрезе. Однако следует иметь в виду, что из-за незначительности эффекта тепловой инерции в части тепловых потерь через заполнения световых проемов, а также его отсутствия у таких слагаемых тепловых балансов, как $Q_{воз\,п}$ и $Q_{инс}$, даже при равномерной в течение суток подаче теплоты $Q_т$ в помещения, что характерно для систем, присоединенных к тепловым сетям, неизбежны некоторые колебания температуры воздуха в помещениях, допускаемые нормами [20].

Если здания оборудованы раздельными системами отопления и приточной вентиляции, то значение $Q_т$ в формуле (7.1) соответствует сумме значений отпуска теплоты $Q_{от} + Q_{вент}$ от этих систем.

Определение тепловых потерь зданий через их ограждающие конструкции производится по нормам [20] отдельно по каждому

и основных видов этих конструкций (наружные стены, заполнения световых проемов, покрытия, полы) с последующим суммированием по формуле

$$Q_{т\,п} = \sum \frac{F_к}{R_к} n (t_{вн} - t_н). \qquad (7.2)$$

Здесь $F_к$ – расчетная поверхность данного вида ограждающей конструкции, м², а $R_к$ сопротивление теплопередаче ограждающей конструкции, м²·К/Вт При этих размерностях значения $Q_{т\,п}$ по формуле (7.2) выражаются в ваттах.

Определение значений $R_к$ для ограждающих конструкций, однородных по толщине, производится по формуле

$$R_к = \frac{1}{\alpha_{вн}} + \frac{\delta_к}{\lambda_к} + \frac{1}{\alpha_н}. \qquad (7.3)$$

Здесь $\alpha_{вн}$ и $\alpha_н$ – значения коэффициентов теплоотдачи соответственно от воздуха помещения к внутренней поверхности ограждающих конструкций и от их наружной поверхности в атмосферу, Вт/(м²·К). В качестве расчетных значений этих коэффициентов для отопительного периода в нормах [8] рекомендуется принимать $\alpha_{вн} = 8{,}7$ Вт/(м²·К) и $\alpha_н = 23$ Вт/(м²·К). Влияние ветра на эти значения подлежит учету только при расчетах для летнего периода. Значения $\delta_к$, м, и $\lambda_к$, Вт/(м·К), соответствуют толщине и теплопроводности ограждающей конструкции.

В нормах [8] приведены значения $\lambda_к$ для строительных и теплоизоляционных материалов, а также конструкций из них.

Входящий в формулу (7.2) коэффициент n зависит от ориентации ограждающей конструкции по отношению к наружному воздуху. Как правило, он принимается равным единице, кроме перекрытий как чердачных, так и над неотапливаемыми подвалами или подпольями, для которых значения n по нормам [8] указаны в пределах 0,4 – 0,9.

В соответствии с формулой (7.2) тепловые потери через ограждающие конструкции пропорциональны разности температур между воздухом в помещении и наружным воздухом $t_{вн} - t_н$. Максимальные значения этих тепловых потерь соответствуют так называемому расчетному режиму, при котором температура $t_{вн}$ совпадает с расчетной для данного помещения $t^р_{вн}$, а температура $t_н$ – с расчетной для систем отопления $t^{р\ от}_н$, вентиляции $t^{р\ вент}_н$ или кондиционирования воздуха $t^{р\ конд}_н$ применительно к данному населенному пункту. При выборе этих температур необходимо использовать данные по следующим характерным температурам наружного воздуха $t_н$:

абсолютной минимальной температуре за весь период наблюдений $t^{мин\ абс}_н$ (расчетный параметр B по нормам [20]);

средней температуре наиболее холодной пятидневки $t^{мин\ пят}_н$ за 30 – 50-летний период (расчетный параметр $Б$ по нормам [20]);

средней температуре наиболее холодного периода $t^{мин\ х}_н$, средняя длительность которого соответствует 15 % общей продолжительности отопительного периода в области наиболее низких температур, но не более 25 сут (расчетный параметр $А$ по нормам [20]).

Значения этих расчетных температур наружного воздуха для многих населенных пунктов приведены в нормах [6, 20], а более детально – в [99]; они частично воспроизведены в прилож. 1.

Согласно нормам [20] для систем отопления в качестве расчетной должна во всех случаях приниматься средняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки $t^{мин\ пят}_н = t^{р\ от}_н$ (расчетный параметр $Б$). Следует учесть, что значения $t^{мин\ пят}_н$ приведены в нормах [6] в двух вариантах, а соответствующих различной обеспеченности, а именно 0,92 и 0,98 Там же оговорено, что за исключением особо ответственных объектов при проектировании следует использовать только значения, соответствующие обеспеченности 0,92. Эти же значения расчетной температуры воздуха $t^{мин\ пят}_н$, приведенные в приложении, должны применяться при проектировании систем общеобменной вентиляции, предназначенной для удаления вредных веществ или компенсации местных отсосов этих веществ, а также для воздушных душей, завес и для систем кондиционирования воздуха (за исключением систем с особыми требованиями, обосновывающими принятие для них в качестве расчетной абсолютной минимальной температуры наружного воздуха $t^{мин\ абс}_н = t^{р\ кон\ т}_н$; расчетный параметр B) Только для систем общеобменной вентиляции, как естественной, так и с механическим побуждением, предназначенных для удаления избытков теплоты и влаги, нормами [20] предлагается в качестве расчетной исходить из средней температуры воздуха наиболее холодного периода $t^{мин\ х}_н = t^{р\ вент}_н$ (расчетный параметр $А$).

После определения значений максимальных тепловых потерь $Q^р_{т\,п}$ для расчетного режима эти значения для любого другого режима могут быть подсчитаны по формуле

$$Q_{т\,п} = Q^р_{т\,п} \frac{t_{вн} - t_н}{t^р_{вн} - t^{р\ от}_н}. \qquad (7.4)$$

Расходы теплоты на подогрев наружного воздуха, поступающего в вентилируемые по-

мещения при любом режиме, подсчитываются по формуле

$$Q_{\text{возд}} = G_{\text{возд}} c_{\text{возд}} (t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}) = \\ = \rho_{\text{возд}} V_{\text{возд}} c_{\text{возд}} (t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}). \qquad (7.5)$$

Здесь $G_{\text{возд}}$, кг/с, и $V_{\text{возд}}$, м^3/с – соответственно массовые и объемные расходы поступающего в помещение наружного воздуха при его исходной температуре $t_{\text{н}}$ и температуре воздуха в помещении $t_{\text{вн}}$; $c_{\text{возд}} \approx 1000$ Дж/(кг · К) – средняя массовая удельная теплоемкость воздуха при давлении 0,1 МПа и в обычном для расчетов по формуле (7.5) интервале температур (от -25 до $+25$ °С); $\rho_{\text{возд}} \approx 1{,}25$ кг/м^3 – средняя плотность воздуха в этом интервале.

От расходов теплоты $Q_{\text{возд}}$, подсчитываемых по формуле (7.5), следует отличать поступление ее в помещения за счет работы калориферов систем вентиляции или воздушного отопления. Эта величина определяется по формуле

$$Q_{\text{вент}} = G_{\text{кал}} c_{\text{возд}} (t_{\text{кал}}^{\text{кон}} - t_{\text{кал}}^{\text{нач}}) = \\ = V_{\text{кал}} c_{\text{возд}} \rho_{\text{возд}} (t_{\text{кал}}^{\text{кон}} - t_{\text{кал}}^{\text{нач}}). \qquad (7.6)$$

Здесь $G_{\text{кал}}$, кг/с, и $V_{\text{кал}}$, м^3/с – соответственно массовый и объемный расходы воздуха через калориферы при его температуре на входе в калориферы $t_{\text{кал}}^{\text{нач}}$ и на выходе из них $t_{\text{кал}}^{\text{кон}}$.

Фактическая температура воздуха на выходе из калориферов $t_{\text{кал}}^{\text{кон}}$ может быть как выше, так и несколько ниже расчетной для воздуха в помещениях $t_{\text{вн}}^{\text{р}}$. В первом случае при значениях $Q_{\text{вент}}$, бо́льших $Q_{\text{возд}}$, отпуск теплоты в помещение от системы отопления должен быть сокращен на величину разности $Q_{\text{вент}} - Q_{\text{возд}}$, а потому сумма значений $Q_{\text{от}} + Q_{\text{вент}}$ остается неизменной. Если же значения $Q_{\text{возд}}$ больше $Q_{\text{вент}}$, то отпуск теплоты от системы отопления должен быть соответственно увеличен.

Покрытие расходов теплоты $Q_{\text{инф}}$ за счет инфильтрации воздуха в помещение при отсутствии приточной вентиляции может достигаться только путем дополнительного отпуска теплоты системой отопления. При этом величина $Q_{\text{инф}}$ определяется по формуле (7.5) с подстановкой в нее вместо $G_{\text{возд}}$ расхода воздуха, поступающего в помещение за счет инфильтрации $G_{\text{инф}}$.

Для определения значений $G_{\text{инф}}$ при различных режимах в нормах [20] приведена сложная методика, учитывающая помимо разности температур $t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}$ также сопротивление воздухопроницанию различных элементов ограждающих конструкций, в основном уплотнений окон, и скорость ветра, изложены упрощенные способы определения расчетных расходов теплоты на инфильтрацию воздуха. В частности, для жилых зданий допускается оценивать эти расходы по формуле

$$Q_{\text{инф}}^{\text{р}} = F_{\text{ж}} (t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р вент}}). \qquad (7.7)$$

Здесь $F_{\text{ж}}$, м^2 – суммарная площадь пола жилых комнат (см. § 7.3).

Расходы теплоты $Q_{\text{инф}}$ при различных разностях температур $t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}$ и упрощенных способах расчета можно приближенно принимать пропорциональными этой разности.

Кроме тепловых потерь на инфильтрацию воздуха нормами [20] предусматриваются надбавки на основные тепловые потери $Q_{\text{т п}}$ в виде определенного процента от них, зависящие от ориентации наружных ограждений по странам света, в размере 5 – 10 %, а также на так называемые бесполезные потери теплоты в системах отопления в размере 10 % (при обосновании до 15 %). Все эти надбавки можно учесть единым коэффициентом $\beta_{\text{надб}} = 1{,}10 \div 1{,}25$, относимым к слагаемому $Q_{\text{т п}}$.

Исходя из приведенных выше данных и формул (7.1а), (7.2) и (7.5) тепловые балансы отапливаемых помещений при любом режиме работы для системы отопления в сочетании с естественной вентиляцией (инфильтрацией) и внутренними тепловыделениями могут быть представлены следующим образом при $Q_{\text{инс}} = 0$

$$Q_{\text{т}} = Q_{\text{от}} = Q_{\text{т п}} + Q_{\text{инф}} - Q_{\text{т в}} = \\ = (t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}) \left(\beta_{\text{надб}} \sum n \frac{F_{\text{к}}}{R_{\text{к}}} + G_{\text{инф}} c_{\text{возд}} \right) - Q_{\text{т в}}. \qquad (7.8)$$

Для сочетания системы отопления с приточной или приточно-вытяжной вентиляцией соответственно получаем

$$Q_{\text{т}} = Q_{\text{от}} + Q_{\text{вент}} = \\ = (t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}) \left(\beta_{\text{надб}} \sum n \frac{F_{\text{к}}}{R_{\text{к}}} + G_{\text{возд}} c_{\text{возд}} \right) - Q_{\text{т в}}. \qquad (7.8а)$$

Из-за наличия слагаемого $Q_{\text{т в}}$ значения $Q_{\text{т}}$ по формулам (7.8) не являются прямо пропорциональными разности температур $t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}$, как это имеет место при $Q_{\text{т в}} = 0$.

В подобных случаях для упрощения расчетов целесообразно исходить из значений условной температуры наружного воздуха $t_{\text{н}}^{\text{у}}$, при которой потребная подача теплоты в помещение обращается в нуль, поскольку сумма тепловых потерь через ограждающие конструкции и на подогрев наружного воздуха равна внутренним тепловыделениям в помещении [145, 146]. В соответствии

(7.8а) эта условная температура составляет

$$t_н^у = t_{вн} - \frac{Q_{т.в}}{\beta_{надб}\sum n\frac{F_к}{R_к} + G_{возд}c_{возд}} \qquad (7.9)$$

При наличии только естественной вентиляции следует принимать $G_{возд} = G_{инф}$. Внутренние тепловыделения $Q_{т.в}$ как правило принимаются одинаковыми при всех температурах наружного воздуха $t_н$ от этой температуры не зависят также слагаемые $\beta_{надб}\sum n\frac{F_к}{R_к}$ и $c_{возд}G_{возд}$ (при условии постоянства расхода воздуха $G_{возд}$). Тогда значения разности $t_{вн} - t_н^у$ также не зависят от температур воздуха $t_{вн}$ и $t_н$, а потому имеем

$$Q = \frac{t_н^у - t_н}{t_{вн} - t_н^у}Q_{т.в} =$$

$$= \left(\beta_{надб}\sum n\frac{F_к}{R_к} + G_{возд}c_{возд}\right)(t_н^у - t_н) \qquad (7.10)$$

При $Q_{т.в} = 0$ $t_н^у = t_{вн}$, а формула (7.10) принимает вид

$$Q = Q_{от} + Q_{вент} =$$

$$= \left(\beta_{надб}\sum n\frac{F_к}{R_к} + G_{возд}c_{возд}\right)(t_{вн} - t_н) \qquad (7.11)$$

Среди различных режимов работы систем отопления и вентиляции основным является расчетный режим, при котором расходы теплоты в этих системах достигают максимума. Отношения значений различных составляющих теплового баланса при любом режиме к этим значениям при расчетном режиме представляют собой безразмерные параметры, зависящие только от отношения текущих и расчетных значений разностей температур. Так, для тепловых потерь через ограждающие конструкции зданий таким параметром в соответствии с формулой (7.4) является величина

$$\varphi_{т.п} = \frac{Q_{т.п}}{Q_{т.п}^р} = \frac{t_{вн}^р - t_н}{t_{вн}^р - t_н^{р.от}} \qquad (7.12)$$

Эта величина обычно называется относительной отопительной нагрузкой и обозначается $\varphi_{от}$. Из сопоставления формул (7.8) и (7.11) следует, что пропорциональность между расходами теплоты на системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха и разностями температур $t_{вн}^р$ и $t_н$ может иметь место только при исключении из теплового баланса внутренних тепловыделений. Если же их учет необходим, то относительные отопительные нагрузки уже не могут соответствовать формуле (7.12), а потому подсчитанным по ней значениям целесообразно присвоить название относительных тепловых потерь и обозначение $\varphi_{т.п}$.

Учет влияния внутренних тепловыделений на расходы теплоты системами отопления, а также их сочетаниями с системами приточной вентиляции проще всего достигается с помощью безразмерного параметра относительных тепловыделений, характеризуемого соотношением

$$\varphi_{т.в} = \frac{Q_{т.в}}{Q_т + Q_{т.в}} =$$

$$= \frac{Q_{т.в}}{(t_{вн} - t_н)\left(\beta_{надб}\sum n\frac{F_к}{R_к} + G_{возд}c_{возд}\right)} =$$

$$= \frac{t_{вн} - t_н^у}{t_{вн} - t_н} \qquad (7.13)$$

В случае сочетания систем отопления с естественной вентиляцией величины $G_{возд}$ следует заменить на $G_{инф}$. При этом значения $Q_{т.в}$ можно принимать одинаковыми при всех режимах. Тогда для отдельных систем отопления или их сочетания с системами вентиляции, рассчитанными на ту же температуру наружного воздуха $t_н^{р.от}$, при расчетном режиме получаем

$$\varphi_{т.в}^р = \frac{Q_{т.в}^р}{Q_т^р + Q_{т.в}^р} = \frac{t_{вн}^р - t_н^у}{t_{вн}^р - t_н^{р.от}} \qquad (7.13а)$$

Отсюда при $t_{вн} = t_{вн}^р$ и $Q_{т.в} = Q_{т.в}^р$ имеем

$$\varphi_{т.в} = \varphi_{т.в}^р/\varphi_{т.п} \qquad (7.14)$$

Соответственно для условной температуры наружного воздуха $t_н^у$ получается выражение

$$t_н^у = t_{вн}^р - \varphi_{т.в}^р(t_{вн}^р - t_н^{р.от}) \qquad (7.14а)$$

Для приближенной оценки внутренних тепловыделений в жилых зданиях нормами [20] рекомендуется исходить из их величины в размере 21 Вт на 1 м² площади пола помещений, оборудованных отопительными приборами (см. § 7.3).

При отсутствии систем приточной вентиляции и покрытии расходов теплоты на инфильтрацию за счет систем отопления формула (7.8) для расчетного режима может быть представлена следующим образом

$$Q_т^р = Q_{от}^р =$$

$$= (t_н^у - t_{вн}^р)\left(\beta_{надб}\sum n\frac{F_к}{R_к} + G_{инф}c_{возд}\right) \qquad (7.15)$$

В этом случае имеем

$$\varphi_{от} = \frac{Q_{от}}{Q_{от}^р} = \frac{Q_т}{Q_т^р} =$$

$$= \frac{t_{\text{н}}^{\text{у}} - t_{\text{н}}}{t_{\text{н}}^{\text{у}} - t_{\text{н}}^{\text{р от}}} = \frac{\varphi_{\text{т п}} - \varphi_{\text{т в}}^{\text{р}}}{1 - \varphi_{\text{т в}}^{\text{р}}} =$$

$$= 1 - (1 - \varphi_{\text{т п}}) \frac{t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р от}}}{t_{\text{н}}^{\text{у}} - t_{\text{н}}^{\text{р от}}}. \qquad (7.16)$$

Для величины $\varphi_{\text{от}}$, соответствующей формуле (7.16), целесообразно сохранить наименование относительной отопительной нагрузки. Эта величина совпадает с таковой для относительных тепловых потерь только при отказе от учета внутренних тепловыделений, когда $\varphi_{\text{т в}} = 0$ и $t_{\text{н}}^{\text{у}} = t_{\text{вн}}^{\text{р}}$, а потому

$$\varphi_{\text{от}} = \varphi_{\text{т п}} = \frac{t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}}{t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р от}}} \qquad (7.16а)$$

При наличии в здании раздельных систем отопления и приточной вентиляции, рассчитанных на одну и ту же температуру наружного воздуха $t_{\text{н}}^{\text{р от}}$, внутренние тепловыделения учитываются при расчете систем отопления, а расходы теплоты на инфильтрацию – при расчете систем вентиляции. В этом случае для систем отопления сохраняет силу формула (7.16), а для систем вентиляции она видоизменяется следующим образом

$$\varphi_{\text{вент}} = \frac{Q_{\text{вент}}}{Q_{\text{вент}}^{\text{р}}} = \frac{G_{\text{возд}}(t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}})}{G_{\text{возд}}^{\text{р}}(t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р от}})} \qquad (7.17)$$

Величина $\varphi_{\text{вент}}$ по формуле (7.17) называется относительной вентиляционной нагрузкой. При одинаковых расходах подогреваемого наружного воздуха в течение отопительного периода имеем $G_{\text{возд}} = G_{\text{возд}}^{\text{р}}$, а потому

$$\varphi_{\text{вент}} = \varphi_{\text{т п}} = \frac{t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}}{t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р от}}}. \qquad (7.17а)$$

В оговоренных нормами [20] случаях, когда системы приточной вентиляции рассчитываются на температуру наружного воздуха $t_{\text{н}}^{\text{р вент}}$ более высокую, чем для систем отопления $t_{\text{н}}^{\text{р от}}$, вместо формулы (7.17) получаем

$$\varphi_{\text{вент}} = \frac{Q_{\text{вент}}}{Q_{\text{вент}}^{\text{р}}} = \frac{G_{\text{возд}}(t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}})}{G_{\text{возд}}^{\text{р}}(t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р вент}})}. \qquad (7.18)$$

В этом случае равенство $G_{\text{возд}} = G_{\text{возд}}^{\text{р}}$ может иметь место только в той части отопительного периода, которая соответствует температурам наружного воздуха не ниже $t_{\text{н}}^{\text{р вент}}$. Тогда имеем

$$\varphi_{\text{вент}} = \frac{t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}}{t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р вент}}} \qquad (7.18а)$$

В течение остальной, наиболее холодной части отопительного периода тепловая нагрузка систем вентиляции должна оставаться постоянной и равной расчетной, т. е. $\varphi_{\text{вент}} = 1$, что возможно только за счет сокращения расхода подогреваемого наружного воздуха по мере понижения его температуры от $t_{\text{н}}^{\text{р вент}}$ до $t_{\text{н}}^{\text{р от}}$ в соответствии с формулой

$$G_{\text{возд}} = G_{\text{возд}}^{\text{р}} \frac{t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р вент}}}{t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}}. \qquad (7.19)$$

Максимальное сокращение расхода наружного воздуха имеет место при $t_{\text{н}} = t_{\text{н}}^{\text{р от}}$, когда

$$G_{\text{возд}} = G_{\text{возд}}^{\text{р}} \frac{t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р вент}}}{t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р от}}} = \varphi_{\text{т п}}^{\text{вент}} G_{\text{возд}}^{\text{р}}. \qquad (7.19а)$$

Здесь

$$\varphi_{\text{т п}}^{\text{вент}} = \frac{t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р вент}}}{t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р от}}}. \qquad (7.20)$$

Величина $\varphi_{\text{т п}}^{\text{вент}}$ представляет собой значение относительных тепловых потерь, соответствующее расчетной температуре наружного воздуха для систем вентиляции $t_{\text{н}}^{\text{р вент}}$. Как явствует из значений $t_{\text{н}}^{\text{р от}}$ и $t_{\text{н}}^{\text{р вент}}$, приведенных в прилож. 1, эта величина при $t_{\text{вн}}^{\text{р}} = 18\,^{\circ}\text{C}$ обычно находится в интервале $\varphi_{\text{т п}}^{\text{вент}} = 0{,}6 \div 0{,}8$.

Помимо расходов теплоты при расчетном и других режимах, характеризующихся температурами воздуха $t_{\text{вн}}$ и $t_{\text{н}}$, во многих случаях необходимо определение суммарных расходов теплоты системами отопления и вентиляции за заданные промежутки времени (месяц, отопительный период) или за периоды, характеризуемые заданными интервалами среднесуточных температур наружного воздуха (например, в интервале от 0 до $-10\,^{\circ}\text{C}$, выше $0\,^{\circ}\text{C}$ и т. п.). В обоих случаях при таких расчетах следует исходить из значений средних температур наружного воздуха $t_{\text{н}}^{\text{ср}}$ за данный период или интервал температур воздуха $t_{\text{н}}$, полагая постоянными значения температур воздуха в помещениях $t_{\text{вн}} = t_{\text{вн}}^{\text{р}}$, а также других параметров, влияющих на расходы теплоты ($Q_{\text{т в}}$, $\beta_{\text{нал6}}$).

Суммарный расход теплоты $Q_{\text{т}}^{\text{сумм}}$ в течение любого периода при известных для него значениях $t_{\text{н}}^{\text{ср}}$ может быть подсчитан по приведенным выше формулам с включением в них длительности этого периода z, а также подстановкой вместо $t_{\text{н}}$ соответствующих средних значений $t_{\text{н}}^{\text{ср}}$. Таким же путем получаются усредненные значения относительных тепловых потерь и нагрузок систем отопления и их вентиляции

$$\varphi_{\text{т п}}^{\text{ср}} = \frac{t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{ср}}}{t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р от}}}, \qquad (7.21)$$

$$\varphi_{\text{от}}^{\text{ср}} = \frac{t_{\text{н}}^{\text{у}} - t_{\text{н}}^{\text{ср}}}{t_{\text{н}}^{\text{у}} - t_{\text{н}}^{\text{р от}}} \frac{\varphi_{\text{т п}}^{\text{ср}}}{1} \frac{\varphi_{\text{т в}}^{\text{р}}}{} \qquad (7.21а)$$

$$\varphi_{\text{вент}}^{\text{ср}} = \frac{G_{\text{возд}}^{\text{ср}}(t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{ср}})}{G_{\text{возд}}^{\text{р}}(t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р вент}})} = \varphi_{\text{т п}}^{\text{ср вент}} \frac{G_{\text{возд}}^{\text{ср}}}{G_{\text{возд}}^{\text{р}}}. \quad (7.21б)$$

Если системы вентиляции рассчитаны на ту же температуру наружного воздуха, что и системы отопления $t_{\text{н}}^{\text{р от}}$, то значения $t_{\text{н}}^{\text{ср}}$ во всех формулах (7.21) совпадают, а в формуле (7.21б) следует заменить $t_{\text{н}}^{\text{р вент}}$ на $t_{\text{н}}^{\text{р от}}$. Если же значения $t_{\text{н}}^{\text{р вент}}$ выше, чем $t_{\text{н}}^{\text{р от}}$, а в рассматриваемый период попадают сутки с наружными температурами в интервале от $t_{\text{н}}^{\text{р вент}}$ до $t_{\text{н}}^{\text{р от}}$, то значения $t_{\text{н}}^{\text{ср}}$ в формуле (7.21б) отличаются от таковых в остальных формулах (7.21) и должны подсчитываться отдельно. В обоих случаях для суммарного расхода теплоты получаем

$$Q_{\text{т}}^{\text{сум}} = Q_{\text{от}}^{\text{сум}} + Q_{\text{вент}}^{\text{сум}} = z(\varphi_{\text{от}}^{\text{ср}} Q_{\text{от}}^{\text{р}} + \varphi_{\text{вент}}^{\text{ср}} Q_{\text{вент}}^{\text{р}}). \quad (7.22)$$

При измерении длительности периода z, с, для суммарных расходов теплоты по формуле (7.22) получается размерность Джоуль. Поскольку в климатологических справочниках [99] значения длительности, как правило, приводятся в сутках ($z_{\text{сут}}$), то при их использовании в формулу (7.22) следует вводить повышающий коэффициент 86 400. Кроме того, системы приточной вентиляции обычно функционируют не круглосуточно, а только в рабочее время соответствующих общественных или производственных зданий. В таких случаях в суммарные расходы теплоты системами вентиляции должен быть введен коэффициент $\beta_{\text{сут}}$, равный отношению средней суточной длительности работы этих систем к 86 400. При укрупненных расчетах по различным группам общественных зданий нормами [22] рекомендуется исходить из среднего числа часов их работы в течение суток, равного 16, что соответствует значению $\beta_{\text{сут}} = 0{,}67$. В результате формула (7.22) приобретает следующий вид:

$$Q_{\text{т}}^{\text{сум}} = Q_{\text{от}}^{\text{сум}} + Q_{\text{вент}}^{\text{сум}} = 86\,400 z_{\text{сут}}(\varphi_{\text{от}}^{\text{ср}} Q_{\text{от}}^{\text{р}} + \beta_{\text{сут}} \varphi_{\text{вент}}^{\text{ср}} Q_{\text{вент}}^{\text{р}}). \quad (7.22а)$$

Определение суммарных расходов теплоты системами отопления и вентиляции чаще всего приходится выполнять для отопительного периода в целом.

Данные о средней продолжительности этого периода $z_{\text{от}}$ для различных населенных пунктов совместно со средней температурой наружного воздуха за этот период $t_{\text{н}}^{\text{ср от}}$ приведены в нормах [6] (см. также прилож. 1), где их значения отнесены к двум различным температурам наружного воздуха, соответствующим началу и концу отопительного периода, а именно: либо $t_{\text{н}}^{\text{макс}}$ [illegible] $+10$ °С. При этом имеется ссылка на указание Госстроя СССР о допустимости применения значений $t_{\text{н}}^{\text{макс}} = +10$ °С только для лечебных, детских дошкольных учреждений и домов-интернатов с расчетной температурой воздуха в помещениях $t_{\text{вн}}^{\text{р}} = 20 \div 22$ °С (см. табл. 7.1).

В нормах [22] упоминается только одно значение $t_{\text{н}}^{\text{макс}} = +8$ °С, а в [20] все сутки со средней температурой наружного воздуха ниже $t_{\text{н}}^{\text{макс}} = +10$ °С отнесены к холодному и переходному периодам.

При определении суммарных расходов теплоты на отопление и вентиляцию зданий в целом по жилым районам нормами [22] рекомендуется исходить из усредненного значения температуры воздуха для жилых и общественных зданий $t_{\text{вн}}^{\text{р}} = +18$ °С. Подсчитанные исходя из этой температуры и $t_{\text{н}}^{\text{макс}} = +8$ °С значения $\varphi_{\text{т п}}^{\text{ср от}}$ для отопительного периода в целом почти по всем населенным пунктам находятся в интервале $\varphi_{\text{т п}}^{\text{ср от}} = 0{,}42 \div 0{,}55$ (см. прилож. 1). В качестве типичного среднего часто принимается значение $\varphi_{\text{т п}}^{\text{ср от}} = 0{,}5$, при котором средняя за отопительный период разность температур воздуха в помещениях и наружного $t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{ср от}}$ составляет половину расчетной разности $t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р от}}$.

При точном определении суммарных расходов теплоты за отопительный период для систем вентиляции, рассчитанных на температуру наружного воздуха $t_{\text{н}}^{\text{р вент}}$ (параметр A) по формуле (7.22), требуются данные о продолжительности той наиболее холодной части отопительного периода $z_{\text{от}}^{\text{хол}}$, в течение которой температуры наружного воздуха $t_{\text{н}}$ находятся в интервале от $t_{\text{н}}^{\text{р вент}}$ до $t_{\text{н}}^{\text{р от}}$, а также о средней температуре наружного воздуха за эту часть периода $t_{\text{н}}^{\text{ср хол}}$. При наличии таких данных значения $\varphi_{\text{вент}}^{\text{ср от}}$ могут быть определены по формуле

$$\varphi_{\text{вент}}^{\text{ср от}} = \frac{t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{ср от}} - \frac{z_{\text{от}}^{\text{хол}}}{z_{\text{от}}}(t_{\text{н}}^{\text{р вент}} - t_{\text{н}}^{\text{ср хол}})}{t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р вент}}}. \quad (7.23)$$

Для укрупненных расчетов достаточно точным является приближенное соотношение

$$\varphi_{\text{вент}}^{\text{ср от}} \approx \frac{t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{ср от}}}{t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р вент}}} = \frac{\varphi_{\text{т п}}^{\text{ср от}}}{\varphi_{\text{т п}}^{\text{р вент}}}. \quad (7.23а)$$

7.2. Расходы теплоты на горячее водоснабжение зданий

Наряду с расходами теплоты на отопление и вентиляцию зданий за счет ее отпуска в горячей воде могут быть покрыты

также расходы теплоты на системы горячего водоснабжения этих зданий. Горячая вода из таких систем может расходоваться на бытовые нужды в зданиях всех групп, а в производственных помещениях – также и на технологические нужды. Бытовое горячее водоснабжение является одним из основных видов благоустройства зданий.

По нормам для жилых и различных групп общественных зданий [30, 43] все они также должны оснащаться системами горячего водоснабжения, а для отдельных групп в соответствии с их назначением необходимы большие расходы горячей воды (предприятия общественного питания, бани, прачечные, больницы, спортивные сооружения).

Для систем горячего водоснабжения, охватывающих здание в целом, температуру воды на входе приходится поддерживать не ниже уровня, соответствующего наивысшему из требуемых для водоразборных приборов различных типов. При этом снижение температуры до необходимой для прибора данного типа осуществляется за счет смешения горячей воды из системы с холодной, а соответствующий расход горячей воды составляет

$$G_г = G_{см} \frac{t_{см} - t_х}{t_г - t_х}. \qquad (7.24)$$

Здесь $G_{см}$, кг/с, и $t_{см}$, °С – расход и температура используемой горячей воды после ее смешения с холодной водой при температуре $t_х$, °С; $G_г$, кг/с, и $t_г$, °С – расход и температура горячей воды, поступающей в систему горячего водоснабжения.

Расчет систем бытового горячего водоснабжения основан на указаниях норм [19]. Этими нормами предусматриваются различные минимальные температуры горячей воды перед водоразборными приборами, а именно 60 °С для централизованных систем горячего водоснабжения, присоединенных по открытой схеме, и 50 °С для этих систем, присоединенных по закрытой схеме (см. гл. 1). Максимальная температура воды перед водоразборными приборами из-за опасности ожогов в любом случае не должна превышать 75 °С.

При проектировании систем горячего водоснабжения следует учитывать требования норм [19] к качеству воды этих систем, которая должна соответствовать оговоренным в ГОСТ 2874-82 нормам для питьевой воды: химическим (сухой остаток, общая жесткость, содержание ионов железа), органолептическим (запах, привкус, цветность и мутность) и бактериологическим. Так как этим показателям по нормам должна соответствовать вода любых систем хозяйственно-питьевого водоснабжения, то для получения горячей воды следует использовать холодную воду только из таких систем.

При закрытой схеме это достигается подачей к нагревателям воды из водопровода, предназначенного для водоснабжения соответствующих зданий. При открытой схеме вода из хозяйственно-питьевого водопровода или другого источника водоснабжения, удовлетворяющего требованиям ГОСТ 2874-82, должна использоваться в теплоисточниках в качестве подпиточной для тепловых сетей.

При определении суммарных расходов воды за какой-либо промежуток времени (обычно час или сутки) следует исходить из количества и средней продолжительности включения приборов каждого типа в течение этого промежутка. Соответствующие значения как мгновенных, так и суммарных часовых или суточных расходов воды могут быть получены только путем измерений этих расходов в типичных системах с обработкой результатов статистическими методами. При этом по мере увеличения количества приборов в испытываемой системе водоснабжения и удлинения периода измерений полученные амплитуды колебаний расходов воды сокращаются, а расходы становятся более устойчивыми. Поэтому для централизованных систем, охватывающих группы зданий, каждое из которых насчитывает множество водоразборных приборов, суммарные секундные расходы воды могут иметь значение только для расчетов внутренних систем водоснабжения отдельных зданий.

В системах, охватывающих целые микрорайоны, а тем более жилые районы, влияние внутричасовых колебаний расходов воды также становится незначительным [116]. Поэтому при расчетах трубопроводов таких систем в качестве исходных принимаются расходы воды за 1 ч или сутки максимального водопотребления. Эти расходы определяются в основном не средней продолжительностью включения отдельных водоразборных приборов, а укрупненными показателями, зависящими от назначения и пропускной способности или вместимости зданий соответствующих групп.

В нормах [19] представлены удельные показатели расходов горячей воды $g_{сут}^{макс}$ и $g_ч^{макс}$ максимального водопотребления, отнесенные к единице пропускной способности или вместимости для зданий различных групп. В этих показателях температура горячей воды $t_г^р$ при закрытой схеме принята равной 55 °С, т. е. на 5 °С выше, чем ее минимальная температура перед водоразборными приборами, с учетом того, что такая температура должна соответствовать средней в водоразборных стояках системы горячего водоснабжения здания. При открытой схеме

тем же нормами расходы горячей воды рекомендуется пересчитывать, исходя из ее средней температуры в стояках, равной $t_1 = 65$ °С. Такой пересчет производится по формуле

$$G_1 = G_1^{\text{р}} \frac{t_{\text{г}}^{\text{р}} - t_{\text{х}}}{t_1 - t_{\text{х}}}, \qquad (7.24а)$$

При $t_{\text{г}}^{\text{р}} = 55$ °С, $t_1 = 65$ °С и $t_{\text{х}} = 5$ °С получаем $G_1 / G_1^{\text{р}} = 0{,}83$.

В нормах [19] приведены также значения удельных показателей расходов горячей воды, отнесенные к средним суткам за отопительный период $g_{\text{сут}}^{\text{ср}}$. Эти значения целесообразно использовать в качестве исходных для всех расчетов по расходам теплоты на горячее водоснабжение. При этом взамен приведенных в нормах значений удельных расходов горячей воды за сутки $g_{\text{сут}}^{\text{макс}}$, л/сут, и за час $g_{\text{ч}}^{\text{макс}}$, л/ч, максимального водопотребления в таких расчетах проще исходить из соответствующих значений коэффициентов суточной $K_{\text{сут}}$ и часовой $K_{\text{ч}}$ неравномерности, определяемых соотношениями

$$K_{\text{сут}} = g_{\text{сут}}^{\text{макс}} / g_{\text{сут}}^{\text{ср}}; \qquad (7.25)$$

$$K_{\text{ч}} = 24 g_{\text{ч}}^{\text{макс}} / g_{\text{сут}}^{\text{макс}}. \qquad (7.25а)$$

Расходы воды $g_{\text{сут}}^{\text{макс}}$, $g_{\text{сут}}^{\text{ср}}$, $g_{\text{ч}}^{\text{макс}}$ в нормах [19] указаны в литрах, но без ущерба для точности можно те же значения относить к 1 кг, что удобнее при расчете расходов теплоты.

В табл. 7.2 приведены значения $g_{\text{сут}}^{\text{ср}}$, кг/сут, для жилых и различных групп общественных и производственных зданий, отнесенные к единице их вместимости или пропускной способности, вместе с соответствующими значениями коэффициентов $K_{\text{сут}}$ и $K_{\text{ч}}$.

Для многих групп общественных зданий, характеризующихся равномерным использованием в недельном разрезе (больницы, санатории, гостиницы, театры, спортивные сооружения и др.), колебания суточных расходов воды по дням недели несущественны, а потому для них рекомендуется принимать $K_{\text{сут}} = 1$. Для групп общественных зданий, работающих с выходными днями, характерны повышенные значения коэффициента суточной неравномерности: $K_{\text{сут}} = 1{,}15 \div 1{,}40$.

Методика определения расчетных (максимальных) часовых расходов горячей воды для зданий с заданной характеристикой водоразборных приборов изложена в нормах [19], а результаты расчетов по этой методике приведены в [95, 143], откуда заимствованы значения $K_{\text{ч}}$ для отельных жилых зданий или их групп при суммарном количестве жителей от 150 до 20000 (табл. 7.3).

Как видно из табл. 7.3, даже при общем количестве жителей порядка 10000 – 20000 чел. значения $K_{\text{ч}}$, подсчитанные исходя из суммарного количества водоразборных приборов, существенно выше, чем по укрупненным показателям, приведенным в табл. 7.2 (2,4 – 2,6 вместо 1,9 – 2,0).

Как показывает опыт эксплуатации тепловых сетей, работающих по открытой схеме, значения $K_{\text{ч}}$ по табл. 7.2 для жилых зданий достигаются только применительно к максимальным часовым расходам горячей воды по жилым районам в целом [116]. В нормах по проектированию тепловых сетей [22] для комплексов жилых и общественных зданий рекомендуются значения $K_{\text{ч}} = 2{,}0 \div 2{,}4$.

В табл. 7.2 отсутствуют те группы общественных зданий, для которых суточные расходы горячей воды по нормам [19] определяются исходя из количества произведенных процедур независимо от их длительности и удельного расхода воды на одну процедуру.

В подобных случаях суточный расход горячей воды подсчитывается как произведение ее удельного расхода на одну процедуру и суточного количества процедур, а коэффициенты суточной и часовой неравномерностей в нормах не указываются. При отсутствии в нормах [19] соответствующих данных о расходах горячей воды на единицу пропускной способности или процедуру допускается определение расчетных расходов горячей воды исходя из ее характерного (максимального часового) расхода для данного типа водоразборного прибора и количества таких приборов. Полученные таким способом расходы соответствуют часу наибольшего водопотребления. Данные об удельных расходах горячей воды на одну процедуру или водоразборный прибор для различных групп общественных зданий сведены в табл. 7.4. При подсчете по этим данным суточных расходов горячей воды требуются дополнительные сведения о числе часов работы в сутки соответствующих систем, а также о длительности выполнения одной процедуры.

В табл. 7.2 и 7.4 приведены данные только по расходам горячей воды в кг, кг/ч или кг/сут. Для определения по ним соответствующих расходов теплоты в системах горячего водоснабжения следует исходить из формулы

$$Q_{\text{г в}} = G_1 c_{\text{в}} (t_{\text{г}} - t_{\text{х}}) \qquad (7.26)$$

Здесь G_1 – расход горячей воды, который при определении расчетных расходов теплоты целесообразно измерять в кг/с, а при определении суммарных расходов теплоты за любой промежуток времени – в кг; $c_{\text{в}}$ – средняя массовая теплоемкость воды в интер-

Таблица 1.2. **Нормы расхода горячей воды за средние сутки отопительного периода $g^{ср}_{сут}$, кг/сут на единицу пропускной способности или вместимости зданий различных групп при $t^{р}_{г} = 55$ °С и разной оснащенности водоразборными приборами по нормам [19] и соответствующие значения коэффициентов неравномерности $K_{сут}$ и $K_{ч}$**

Группа зданий и характеристика водоразборных приборов	Единица пропускной способности или вместимости здания	Средняя суточная норма расхода горячей воды на единицу пропускной способности $g^{ср}_{сут}$, кг/сут	Значения коэффициентов неравномерности	
			$K_{сут}$	$K_{ч}$
I. Жилые здания				
Жилые здания квартирного типа:				
с умывальниками, мойками и душами	1 житель	85	1,18	1,90
с душами и сидячими ваннами	То же	90	1,22	2,01
с душами и ваннами длиной 1,5–1,7 м	» »	105	1,14	2,00
при высоте зданий более 12 этажей и повышенных требованиях к благоустройству	» »	115	1,13	2,01
Общежития:				
с общими душевыми	» »	50	1,20	2,52
с душами при всех жилых комнатах	» »	60	1,17	2,81
с общими кухнями и блоками душевых на этажах	» »	80	1,12	2,00
II Общественные здания				
Больницы с общими душами и ваннами	1 койка	75	1,0	1,73
Больницы инфекционные	То же	110	1,0	2,07
Санатории и дома отдыха с ваннами во всех жилых комнатах	» »	120	1,0	1,00
То же с душами	» »	75	1,0	2,62
Амбулатории и поликлиники	1 больной	5,2	1,15	4,47
Детские ясли-сады с дневным пребыванием детей, столовыми и прачечными	1 ребенок	25	1,40	5,43
То же с круглосуточным пребыванием детей	То же	28,5	1,40	4,80
Учебные заведения с душевыми при гимнастических залах и буфетами	1 учащийся и 1 преподаватель	6	1,33	3,60
Общеобразовательные школы с душевыми при гимнастических залах и столовыми	То же	3,5	1,17	6,86
Школы-интернаты со спальными помещениями	1 место	30	1,0	4,80
Театры	То же	5	1,0	1,44
	1 артист	25	1,0	2,11
Административные здания	1 работающий	5	1,40	6,86
Гостиницы, мотели и пансионаты с общими душами и ваннами	1 проживающий	70	1,0	2,81
Гостиницы и пансионаты с душами в отдельных номерах	То же	140	1,0	2,06
Гостиницы с ваннами в отдельных номерах (до 25% общего числа номеров)	» »	100	1,0	2,50
То же (до 75% общего числа номеров)	» »	150	1,0	2,40
То же во всех номерах	» »	180	1,0	2,16
Парикмахерские	1 рабочее место	33	1,06	3,22

Группа зданий и характеристика водоразборных приборов	Единица пропускной способности или вместимости здания	Средняя суточная норма расхода горячей воды на единицу пропускной способности $g_{сут}^{ср}$, кг сут	Значения коэффициентов неравномерности	
			$K_{сут}$	$K_ч$
Магазины промтоварные	1 рабочее место	5	1,40	6,86
Магазины продовольственные	То же	65	1,0	4,00
Стадионы и спортивные залы с учетом приема душа	1 физкультурник	30	1,0	2,00
	1 спортсмен	60	1,0	2,00
	1 зритель	1	1,0	2,40
Плавательные бассейны с учетом приема душа	1 спортсмен	60	1,0	2,00
III. Бытовые здания и помещения промышленных предприятий				
Цехи с тепловыделениями до 23,3 Вт на 1 м³ помещения	1 работающий в смену	11	1,0	9,6
То же с тепловыделениями более 23,3 Вт на 1 м³ помещения	То же	24	1,0	8,4

Примечания: 1. Нормы расхода горячей воды соответствуют средней температуре воды в водоразборных стояках систем горячего водоснабжения 55 °С

2. Нормы расхода горячей воды в общественных зданиях включают этот расход на обслуживающий персонал, посетителей и уборку помещений

3. Нормы расхода горячей воды в производственных зданиях и их бытовых помещениях не включают эти расходы на душевые установки, которые следует определять дополнительно по табл. 7.4

вале от температуры холодной воды $t_х$ до температуры горячей воды $t_г$ (примерно 0–70 °С). В этих пределах значения теплоемкости воды $c_в$ изменяются незначительно, а потому при расчетах расходов теплоты по формуле (7.26) можно во всех случаях принимать единое значение 4185 Дж/(кг·К) [106].

При определении расходов теплоты следует исходить из обоснованных температур холодной воды $t_х$. В нормах [22] рекомендуется в качестве расчетной при отсутствии более точных данных принимать температуру $t_х^{р.от} = 5$ °С для отопительного периода и $t_х^{р.л} = 15$ °С для летнего (неотопительного) периода. Фактические значения температуры $t_х$ по отдельным месяцам определяемые главным образом характеристикой источника водоснабжения, могут быть получены в местных управлениях [illegible]

При поддержании [illegible] расчетной температуры горячей воды, [illegible] и 7.4, [illegible] пературы [illegible]

[illegible] на ее подогрев изменяются в соответствии с формулой (7.26) и подлежат пересчету исходя из соотношения

$$Q_{г.в} = Q_{г.в}^{р} \frac{t_г^{р} - t_х}{t_г^{р} - t_х^{р}}. \qquad (7.26а)$$

В частности, при $t_г^{р} = 55$ °С и $t_х^{р.от} = 5$ °С для отопительного периода повышение температуры холодной воды до $t_х^{р.л} = 15$ °С в летний период приводит к снижению расходов теплоты на горячее водоснабжение на 20 %. В этот период рекомендуется учитывать снижение расходов горячей воды на 20 % [22].

Расходы горячей воды в часы наибольшего водопотребления и соответствующие им расходы теплоты являются исходными при определении потребных поверхностей теплообмена водонагревателей [95]. Для их сокращения нормами рекомендуется при соответствующем обосновании предусматривать в системах горячего водоснабжения отдельных зданий или их групп установку баков-аккумуляторов горячей воды [22]. При этом пики нагрузки горячего водоснабжения

Таблица 7.3. **Значения коэффициента часовой неравномерности $K_ч$ для отдельных жилых зданий или их групп при различном суммарном количестве жителей в соответствии с нормами [19] и результатами расчетов, приведенными в [95, 143]**

Суммарное количество жителей, чел	150	250	350	500	700	1000
Значения $K_ч$ для жилого здания или группы зданий	5,15	4,3	4,1	3,75	3,5	3,27

Суммарное количество жителей, чел	2000	3000	4000	6000	10 000	20 000
Значения $K_ч$ для жилого здания или группы зданий	2,97	2,85	2,78	2,7	2,6	2,4

Таблица 7.4 **Нормы расхода горячей воды на одну процедуру или один водоразборный прибор для зданий различных групп при $t_г^р = 55$ °С по нормам [19]**

Группа зданий и характеристика процедур	Единица измерения	Нормы расхода горячей воды	
		на одну процедуру $g_г$, кг	на одну душевую сетку $g_г^{макс}$, кг/ч
Предприятия общественного питания для приготовления пищи, реализуемой в зале	1 блюдо	12,7	–
То же, продаваемой на дом	То же	11,2	–
Бани для мытья в мыльной с тазами и обмыванием в душе	1 посетитель	120	–
То же с приемом оздоровительных процедур	То же	190	–
То же в душевой кабине	» »	240	–
То же в ванной кабине	» »	360	–
Прачечные:			
механизированные	1 кг сухого белья	25	–
немеханизированные	То же	15	
Душевые в бытовых помещениях промышленных предприятий	1 душевая сетка в смену	–	270

покрываются за счет разрядки бака-аккумулятора, а его зарядка, как правило, осуществляется равномерно в течение цикла, охватывающего либо сутки, либо их отдельные часы (например, ночные). В жилых зданиях такие баки размещаются редко в связи с повышенными требованиями техники безопасности и защиты от шума.

В ином положении находятся общественные здания, особенно являющиеся значительными потребителями горячей воды. Для многих групп таких зданий установка баков-аккумуляторов горячей воды является необходимым условием их бесперебойного функционирования.

При открытой схеме в соответствии с нормами [22] установка баков-аккумуляторов подпиточной воды после ее подготовки и до подачи в тепловые сети является обязательной для всех теплоисточников (ТЭЦ, котельных). В этих нормах оговорены значительные масштабы регулирующей емкости таких баков, соответствующей 8–10-часовому запасу теплоты при среднесуточном расходе сетевой воды на горячее водоснабжение.

Однако установка баков-аккумуляторов горячей воды в теплоисточниках сказывается только на выборе их оборудования и режимов работы, но не на этих режимах для тепловых сетей, которые при наличии таких баков определяются максимальными расходами сетевой воды, включая разбираемую в системы горячего водоснабжения.

с учетом этого обстоятельства в нормах [22] предусматривается возможность размещения при открытой схеме до 75 % всей необходимой регулирующей емкости в баках-аккумуляторах, устанавливаемых в районах теплопотребления (на районных или групповых тепловых пунктах). Режимы работы тепловых сетей до этих тепловых пунктов в таких случаях могут рассчитываться исходя только из средних суточных расходов сетевой воды на системы горячего водоснабжения.

Дополнительные осложнения, связанные с переменными в суточном разрезе режимами нагрузки систем горячего водоснабжения, возникают из-за необходимости поддержания заданных нормами минимальных температур горячей воды перед водоразборными приборами в периоды резкого сокращения расходов этой воды, например в ночное время. В эти периоды тепловые потери трубопроводов систем горячего водоснабжения из-за малых скоростей воды приводят к снижению ее температуры в конечных участках систем, в связи с чем не только нарушаются нормативные требования к температуре горячей воды перед водоразборными приборами, но и возникают дополнительные расходы воды и теплоты из-за слива потребителями остывшей воды из системы. Для сокращения таких потерь должна применяться постоянная циркуляция неразобранной воды по замкнутому контуру, резко снижающая влияние тепловых потерь на температуру воды в конечных участках систем.

В нормах [19] содержится требование обеспечения циркуляции воды в централизованных системах горячего водоснабжения, а также учета тепловых потерь подающих и циркуляционных трубопроводов при определении расчетных и суммарных расходов теплоты, подаваемой в эти системы. Таким образом, эти расходы для систем горячего водоснабжения определяются:

$$Q^{\text{р}}_{\text{г в}} = G^{\text{р}}_{\text{г}} c_{\text{в}} (t^{\text{р}}_{\text{г}} - t^{\text{р}}_{\text{х}}) + Q^{\text{р}}_{\text{т п}}; \qquad (7.27)$$

$$Q^{\text{сум}}_{\text{г в}} = G^{\text{сум}}_{\text{г}} c_{\text{в}} (t^{\text{р}}_{\text{г}} - t^{\text{р}}_{\text{х}}) + Q^{\text{сум}}_{\text{т п}}. \qquad (7.27\text{а})$$

Здесь значения $G^{\text{р}}_{\text{г}}$ измеряются в кг/с, $G^{\text{сум}}_{\text{г}}$ – в кг при разности температур $t^{\text{р}}_{\text{г}} - t^{\text{р}}_{\text{х}} = 50$ °С.

Тепловые потери $Q^{\text{р}}_{\text{т п}}$ и $Q^{\text{сум}}_{\text{т п}}$ определяются протяженностью и диаметрами трубопроводов систем, а также разностями температур между водой в этих трубопроводах и окружающей средой. Для компенсации этих потерь необходим добавочный расход циркуляционной воды $G^{\text{р}}_{\text{ц}}$ сверх его расчетного расхода, определяемый [19] из соотношения

$$G^{\text{р}}_{\text{ц}} = Q^{\text{под}}_{\text{т ц}} / c_{\text{в}} \Delta t^{\text{р}}_{\text{ц}}. \qquad (7.28)$$

Здесь $Q^{\text{под}}_{\text{т ц}}$ – расчетные или суммарные тепловые потери подающих трубопроводов систем горячего водоснабжения, а $\Delta t^{\text{р}}_{\text{ц}}$ – расчетный перепад температур между подающими и циркуляционными трубопроводами этих систем, принимаемый равным 10 °С [19].

При закрытой схеме вода из циркуляционных трубопроводов поступает для догрева в водонагреватели. Поэтому протяженность двухтрубных сетей горячего водоснабжения определяется выбором местоположения теплового пункта для размещения этих водонагревателей, а точное определение значений $Q^{\text{р}}_{\text{т п}}$, $Q^{\text{сум}}_{\text{т п}}$ и $G^{\text{р}}_{\text{ц}}$ возможно только при проектировании соответствующих централизованных систем горячего водоснабжения. При проектировании тепловых сетей до тепловых пунктов приходится прибегать к ориентировочной оценке этих значений. В соответствии с описанной в [95, 143] методикой такой оценки все виды тепловых потерь учитываются поправочным коэффициентом $K_{\text{т п}}$ на расходы теплоты, отпускаемой из систем горячего водоснабжения. При этом формулы (7.27) видоизменяются следующим образом:

$$Q^{\text{р}}_{\text{г в}} = (1 + K^{\text{р}}_{\text{т п}}) G^{\text{р}}_{\text{г}} c_{\text{в}} (t^{\text{р}}_{\text{г}} - t^{\text{р}}_{\text{х}}); \qquad (7.29)$$

$$Q^{\text{сум}}_{\text{г в}} = (1 + K^{\text{сум}}_{\text{т п}}) G^{\text{сум}}_{\text{г}} c_{\text{в}} (t^{\text{р}}_{\text{г}} - t^{\text{р}}_{\text{х}}). \qquad (7.29\text{а})$$

В приведенных в [143] значениях $K_{\text{т п}}$ учтено, что в часы максимального водоразбора расходы циркуляционной воды, а также теплоты на ее догрев незначительны. В суточном разрезе эти расходы состоят из следующих слагаемых: 0,1 на полотенцесушители; 0,1 на тепловые потери трубопроводов в зданиях при изолированных, 0,2 при неизолированных стояках и 0,05 на тепловые потери распределительных тепловых сетей. В результате в качестве основного можно принимать значение $K^{\text{сум}}_{\text{т п}} = 0{,}25$. При неизолированных стояках это значение возрастает до $K^{\text{сум}}_{\text{т п}} = 0{,}35$, а в случае отсутствия полотенцесушителей его следует принимать равным соответственно 0,15 или 0,25.

Определение суммарных расходов теплоты на горячее водоснабжение здания по формуле (7.29) обычно выполняется либо в суточном, либо в годовом разрезе. В первом случае в эти формулы подставляются соответствующие значения $G^{\text{сум}}_{\text{г}}$ из табл. 7.3 и 7.4 применительно к расходам горячей воды за сутки наибольшего водопотребления, т. е. с учетом коэффициента $K_{\text{сут}}$. При этом температуру холодной воды $t^{\text{р}}_{\text{х}}$ следует принимать равной ее температуре в источнике питьевого водоснабжения данного населенного пункта применительно к наиболее холодному месяцу года.

Годовые расходы теплоты на горячее водоснабжение зданий определяются по формуле

$$Q_{\text{г в}}^{\text{год}} = (1 + K_{\text{т п}}^{\text{сум}})\, G_{\text{г}}^{\text{ср сут}} c_{\text{в}} \left[z_{\text{от}} (t_{\text{г}}^{\text{р}} - t_{\text{х}}^{\text{р от}}) + \right.$$
$$\left. + \delta_{\text{г}} (z_{\text{год}} - z_{\text{от}})(t_{\text{г}}^{\text{р}} - t_{\text{х}}^{\text{р}\,1}) \right]. \qquad (7.30)$$

Здесь значения $G_{\text{г}}^{\text{ср сут}}$ измеряются в кг/сут, а значения $z_{\text{от}}$ и $z_{\text{год}}$, сут, соответствуют продолжительности отопительного периода и всей продолжительности работы систем в течение года.

В нормах [22] рекомендуется принимать $z_{\text{год}} = 350$ сут исходя из двухнедельного перерыва в работе систем горячего водоснабжения в летний период для проведения ремонтов. Наконец, коэффициентом $\delta_{\text{г}} = 0{,}80$ учитывается снижение суточных расходов горячей воды в летний период.

7.3. Укрупненные показатели расходов теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение

При разработке схем теплоснабжения для определения расчетных расходов теплоты на отопление и вентиляцию зданий вместо методики, изложенной в нормах [20], необходимо из-за отсутствия исходных данных использовать специально разработанные укрупненные показатели, что и предусмотрено нормами проектирования тепловых сетей [22]. Такие показатели, полученные на основе анализа результатов точных расчетов по расходам теплоты на отопление и вентиляцию зданий, обычно относятся к 1 м^3 наружного объема соответствующих зданий. Поскольку расходы теплоты на отопление $Q_{\text{от}}$ и вентиляцию $Q_{\text{вент}}$, как видно из формул (7.2) и (7.5), без учета внутренних тепловыделений примерно пропорциональны разности температур наружного воздуха и воздуха в помещениях $t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}$, в качестве таких укрупненных показателей на 1 м^3 наружного объема зданий $V_{\text{зд}}$ принимаются следующие выражения

$$q_{\text{т п}} = \frac{Q_{\text{от}}}{V_{\text{зд}}(t_{\text{вн}} - t_{\text{н}})} = \frac{Q_{\text{от}}^{\text{р}}}{V_{\text{зд}}(t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р от}})}; \qquad (7.31)$$

$$q_{\text{в}} = \frac{Q_{\text{вент}}}{V_{\text{зд}}(t_{\text{вн}} - t_{\text{н}})} = \frac{Q_{\text{вент}}^{\text{р}}}{V_{\text{зд}}(t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р вент}})}. \qquad (7.31\text{а})$$

Величины $q_{\text{т п}}$ и $q_{\text{вент}}$, Вт/(м^3·К), определяемые формулами (7.31) и (7.31а), называются соответственно удельными отопительными и удельными вентиляционными характеристиками отдельных зданий или их групп.

Пропорциональность между расходами теплоты на отопление зданий и разностями температур воздуха $t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}$ нарушается в случае учета внутренних тепловыделений. Поэтому аналогично относительным тепловым потерям по формуле (7.12) более обоснованно рассматривать значения $q_{\text{т п}}$ по формуле (7.31) как удельные характеристики тепловых потерь $q_{\text{т п}}$, характеризуемые соотношением

$$q_{\text{т п}} = \frac{Q_{\text{т п}}}{V_{\text{зд}}(t_{\text{вн}} - t_{\text{н}})} = \frac{Q_{\text{т п}}^{\text{р}}}{V_{\text{зд}}(t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р}\,1})}. \qquad (7.32)$$

Такое уточнение целесообразно потому, что обязательность учета внутренних тепловыделений в жилых зданиях оговорена только в последней редакции норм [20], в ранее разработанных проектах при определении расчетных расходов теплоты на отопление учитывались только тепловые потери зданий через ограждающие конструкции с различными надбавками.

Значения $q_{\text{вент}}$ по формуле (7.31а) следует определять исходя из расходов теплоты на подогрев наружного воздуха. Пропорциональность между значениями $Q_{\text{вент}}$ и $t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}$ сохраняется только при условии поддержания постоянного расхода нагреваемого в калориферах наружного воздуха $G_{\text{вент}}$, что, как правило, имеет место в системах приточной вентиляции при температурах этого воздуха не ниже $t_{\text{н}}^{\text{р вент}}$.

Значения удельной характеристики тепловых потерь зданий $q_{\text{т п}}$ зависят от многих факторов и прежде всего от отношений наружных поверхностей отдельных видов ограждающих конструкций этих зданий к их объему, а также от принятых значений сопротивления теплопередаче этих конструкций.

В соответствии с нормами [8] следует выделять четыре вида ограждающих конструкций зданий, а именно:

наружные стены с наружной поверхностью $F_{\text{ст}}$, м^2, и сопротивлением теплопередаче $R_{\text{ст}}$, м^2·К/Вт;

заполнения световых проемов (окон, балконных дверей) с поверхностью $F_{\text{пр}}$, м^2, и сопротивлением теплопередаче $R_{\text{пр}}$, м^2·К/Вт;

покрытия и перекрытия с наружной поверхностью $F_{\text{пр}}$, м^2, и сопротивлением теплопередаче $R_{\text{пр}}$, м^2·К/Вт;

перекрытия над подвалами и полуподвалами с наружной поверхностью $F_{\text{пр}}$, м^2, и сопротивлением теплопередаче $R_{\text{пр}}$, м^2·К/Вт.

Значения $F_{\text{ст}}$ для каждого вида ограждающих конструкций определяются по основной формуле (7.1). В укрупненных расчетах тепловых потерь зданий наружные стены [illegible] рассматривать совместно с [illegible] их световых проемов при их суммарной поверхности, равной

$$R_{\text{нар}} = F_{\text{ст}} + F_{\text{пр}} \qquad (7.33)$$

Общее сопротивление теплопередаче наружных стен с заполнениями световых проемов составляет

$$R_{\text{нар}} = (1 - \rho_{\text{ост}})\, R_{\text{ст}} + \rho_{\text{ост}} R_{\text{пр}}. \qquad (7.33а)$$

Здесь $\rho_{\text{ост}}$ – коэффициент остекления

$$\rho_{\text{ост}} = F_{\text{пр}}/F_{\text{нар}}. \qquad (7.33б)$$

Значения $\rho_{\text{ост}}$ определяются требованиями норм [9] к естественной освещенности помещений, в частности жилых комнат. Этими требованиями фиксируются значения коэффициента естественной освещенности при одностороннем боковом освещении в точках, расположенных на расстоянии 1 м от стены, наиболее удаленной от светового проема, и на высоте 0,8 м от пола. Исходя из этого коэффициента по описанной в нормах методике определяется необходимое соотношение между площадью световых проемов и площадью пола соответствующих помещений. Для жилых зданий значения коэффициента остекления обычно находятся в интервале $\rho_{\text{ост}} = 0{,}10 \div 0{,}25$ [113, 135]. По тем же нормам увеличение площади световых проемов сверх соответствующей нормативной естественной освещенности запрещается.

Минимальные значения сопротивления теплопередаче различных видов ограждающих конструкций, кроме заполнения световых проемов, должны с учетом санитарно-гигиенических требований соответствовать указаниям норм [8], в которых приведены значения максимальной разности между расчетной температурой воздуха в помещении и температурой внутренних поверхностей различных ограждающих конструкций $\Delta t_{\text{к}} = t^{\text{р}}_{\text{вн}} - t^{\text{вн}}_{\text{к}}$. Эта разность температур для жилых и многих групп общественных зданий по нормам принимается равной $\Delta t^{\text{вн}}_{\text{к}} = 6\ ^\circ\text{C}$ для наружных стен, $4 - 5{,}5\ ^\circ\text{C}$ для покрытий и чердачных перекрытий и $2 - 2{,}5\ ^\circ\text{C}$ для других перекрытий. Этим заданным значениям $\Delta t^{\text{вн}}_{\text{к}}$ соответствуют минимальные значения $R^{\text{мин}}_{\text{к}}$, равные

$$R^{\text{мин}}_{\text{к}} = \frac{n\,(t^{\text{р}}_{\text{вн}} - t^{\text{р от}}_{\text{н}})}{\alpha_{\text{вн}} \Delta t^{\text{вн}}_{\text{к}}}. \qquad (7.34)$$

В частности, для наружных стен при $\alpha_{\text{вн}} = 8{,}7$ Вт/(м$^2 \cdot$К), $\Delta t^{\text{вн}}_{\text{ст}} = 6\ ^\circ\text{C}$ и $n_{\text{ст}} = 1$ получаем

$$R^{\text{мин}}_{\text{ст}} = \frac{t^{\text{р}}_{\text{вн}} - t^{\text{р от}}_{\text{н}}}{52{,}2}. \qquad (7.34а)$$

Для покрытий и чердачных перекрытий при $\Delta t^{\text{вн}}_{\text{пок}} = 4 \div 5{,}5\ ^\circ\text{C}$ и $n_{\text{пок}} = 1$ в знаменатель формулы (7.34а) следует подставлять значения 34,8 – 47,8, а для перекрытий над подвалами или подпольями при $\Delta t^{\text{вн}}_{\text{пер}} = 2 \div 2{,}5\ ^\circ\text{C}$ и $n_{\text{пер}} = 0{,}6$ – значения 29,0 – 36,2.

Для заполнения световых проемов используется одинарное, двойное или тройное остекление, а иногда стеклопакеты или пустотелые стеклянные блоки. Значения $R_{\text{пр}}$ для таких конструкций, приведенные в нормах [8], определяются в основном количеством слоев стекла. В тех же нормах для различных типов зданий, а также интервалов значений расчетной разности температур воздуха $t^{\text{р}}_{\text{вн}} - t^{\text{р от}}_{\text{н}}$ оговорены следующие минимальные значения $R^{\text{мин}}_{\text{пр}}$ для жилых и многих групп общественных зданий:

при $t^{\text{р}}_{\text{вн}} - t^{\text{р от}}_{\text{н}}$ до 25 °С, т. е. при $t^{\text{р}}_{\text{вн}} = 18\ ^\circ\text{C}$ и $t^{\text{р от}}_{\text{н}}$ до $-7\ ^\circ\text{C}$, $R^{\text{мин}}_{\text{пр}} = 0{,}17$ м$^2 \cdot$К/Вт, что примерно соответствует одинарному остеклению;

при $t^{\text{р}}_{\text{вн}} - t^{\text{р от}}_{\text{н}}$ от 25 до 44 °С, т. е. при $t^{\text{р}}_{\text{вн}} = 18\ ^\circ\text{C}$ и $t^{\text{р от}}_{\text{н}}$ от -7 до $-26\ ^\circ\text{C}$, $R^{\text{мин}}_{\text{пр}} = 0{,}39$ м$^2 \cdot$К/Вт, что примерно соответствует двойному остеклению или двухслойным стеклопакетам;

при $t^{\text{р}}_{\text{вн}} - t^{\text{р от}}_{\text{н}}$ от 44 до 49 °С, т. е. при $t^{\text{р}}_{\text{вн}} = 18\ ^\circ\text{C}$ и $t^{\text{р от}}_{\text{н}}$ от -26 до $-31\ ^\circ\text{C}$, $R^{\text{мин}}_{\text{пр}} = 0{,}42$ м$^2 \cdot$К/Вт, что примерно соответствует двойному остеклению в деревянных раздельных переплетах;

при $t^{\text{р}}_{\text{вн}} - t^{\text{р от}}_{\text{н}}$ свыше 49 °С, т. е. при $t^{\text{р}}_{\text{вн}} = 18\ ^\circ\text{C}$ и $t^{\text{р от}}_{\text{н}}$ ниже $-31\ ^\circ\text{C}$, $R^{\text{мин}}_{\text{пр}} = 0{,}52$ м$^2 \cdot$К/Вт, что примерно соответствует тройному остеклению или сочетанию двухслойных стеклопакетов с одинарным остеклением.

Подставляя эти значения $R^{\text{мин}}_{\text{пр}}$ вместе со значениями $R^{\text{мин}}_{\text{ст}}$ по формуле (7.34а) в формулу (7.33а), можно при заданном коэффициенте остекления $\rho_{\text{ост}}$ определить минимальные значения $R^{\text{мин}}_{\text{нар}}$ для наружных стен совместно с их световыми проемами.

При известных значениях $F_{\text{к}}$ и $R_{\text{к}}$ для трех основных типов конструкций (наружных стен со световыми проемами, покрытий и перекрытий) расчетные тепловые потери здания могут быть определены по формулам (7.2) при $t_{\text{вн}} = t^{\text{р}}_{\text{вн}}$ и $t_{\text{н}} = t^{\text{р от}}_{\text{н}}$, а соответствующие значения удельной характеристики тепловых потерь $q_{\text{т п}}$ (без учета повышающего коэффициента $\beta_{\text{надб}}$) – по формуле

$$q_{\text{т п}} = \frac{Q^{\text{р}}_{\text{т п}}}{V_{\text{зд}}\,(t^{\text{р}}_{\text{вн}} - t^{\text{р от}}_{\text{н}})} = \\ = \frac{1}{V_{\text{зд}}}\left(\frac{F_{\text{нар}}}{R_{\text{нар}}} + \frac{n_{\text{пок}} F_{\text{пок}}}{R_{\text{пок}}} + \frac{n_{\text{пер}} F_{\text{пер}}}{R_{\text{пер}}}\right). \qquad (7.35)$$

Здесь по нормам [8] $n_{\text{пок}} = 0{,}9 \div 1{,}0$; $n_{\text{пер}} = 0{,}4 \div 0{,}9$. При этом (за исключением редко встречающихся зданий сложной конфигурации) можно исходить из вертикального расположения наружных стен, имеющих

остоянную высоту h и толщину по всему аружному периметру здания в плане с сумарной длиной этого периметра $P_{зд}$, а также з горизонтального расположения плоских окрытий и перекрытий, поверхности которых лишь незначительно отличаются от лощади, занимаемой зданием в плане $F_{зд}$. огда можно принять $V_{зд} = hF_{зд}$; $F_{нар} = hP_{зд}$; $F_{пок} \approx F_{пер} \approx F_{зд}$, откуда для значений $q_{т\,п}$ получается выражение

$$q_{т\,п} = \frac{P_{зд}}{F_{зд}R_{нар}} + \frac{1}{h}\left(\frac{n_{пок}}{R_{пок}} + \frac{n_{пер}}{R_{пер}}\right). \qquad (7.35а)$$

Значения удельной характеристики тепловых потерь $q_{т\,п}$ по формуле (7.35а) состоят из двух слагаемых, из которых первое зависит от конфигурации здания в плане, а второе обратно пропорционально высоте, но не зависит от конфигурации. При этом каждая конфигурация здания в плане может быть охарактеризована безразмерным коэффициентом $C_{конф}$, определяемым соотношением

$$C_{конф} = P_{зд}/\sqrt{F_{зд}}, \qquad (7.36)$$

откуда

$$P_{зд}/F_{зд} = C_{конф}/\sqrt{F_{зд}}. \qquad (7.36а)$$

Наименьшее значение коэффициента конфигурации, т. е. наименьший периметр $P_{зд}$ при заданной площади здания в плане $F_{зд}$, соответствует окружности, для которой $C_{конф} = 2\sqrt{\pi} = 3{,}545$. Несколько больше это значение для квадрата: $C_{конф} = 4$ [113, 135].

Для часто встречающейся конфигурации здания в виде прямоугольника длиной l и шириной b при отношении $m = l/b$ больше единицы имеем

$$C_{конф} = 2\left(\sqrt{\frac{l}{b}} + \sqrt{\frac{b}{l}}\right) = \frac{2(m+1)}{\sqrt{m}}. \qquad (7.37)$$

Значения $C_{конф}$ по формуле (7.37) возрастают вместе с отношением $m = l/b$ от 4 при $m = 1$ до 6,96 при $m = 10$.

Используя равенство $V_{зд} = hF_{зд}$ и соотношение (7.36), выражение для $q_{т\,п}$ можно представить в виде

$$q_{т\,п} = \frac{C_{конф}}{R_{нар}}\sqrt{\frac{h}{V_{зд}}} + \frac{1}{h}\left(\frac{n_{пок}}{R_{пок}} + \frac{n_{пер}}{R_{пер}}\right). \qquad (7.37а)$$

Из формулы (7.37а) следует, что при заданных значениях входящих в нее величин, кроме наружного объема здания $V_{зд}$, удельная характеристика тепловых потерь $q_{т\,п}$ постепенно снижается по мере увеличения этого объема. При заданном объеме здания имеется оптимальная высота его $h_{опт}$, соответствующая минимальному значению $q_{т\,п}$, возрастающая пропорционально кубическому корню из объема n составляющая обычно не более половины ширины здания [113]. Однако сооружение зданий малой высоты при значительной площади в плане является экономически нецелесообразным, а квадратная конфигурация зданий, кроме одноэтажных, несовместима с нормативными требованиями к естественному освещению помещений [9, 52].

В результате здания в пять этажей и выше имеют обычно прямоугольную конфигурацию в плане с отношением длины к ширине $m = l/b$ от 2 до 10. Для таких зданий формула (7.37а) может быть представлена в следующем виде

$$q_{от} = \frac{2\left(1 + \frac{1}{m}\right)}{bR_{нар}} + \frac{1}{h}\left(\frac{n_{пок}}{R_{пок}} + \frac{n_{пер}}{R_{пер}}\right) \qquad (7.38)$$

Как видно из (7.38), при заданной ширине здания b снижение его удельной характеристики тепловых потерь может быть достигнуто прежде всего за счет увеличения отношения длины к ширине $m = l/b$ и в значительно меньшей степени — за счет увеличения его высоты.

Основным конструктивным фактором, влияющим на тепловые потери зданий, является выбор материала наружных стен и их толщины, чем определяются значения $R_{ст}$. Увеличение этих значений за счет применения конструкций наружных стен из материалов меньшей теплопроводности или большей толщины сопряжено с возрастанием капитальных вложений на сооружение здания, которое должно быть оправдано достигаемой экономией расходов теплоты на его отопление.

В отличие от минимальных значений $R_{ст}^{мин}$, заданных нормами [8], оптимальные значения $R_{ст}^{эк}$ определяются путем технико-экономического расчета ограждающих конструкций, являющегося обязательным при типовом проектировании зданий. Методика такого расчета, требующая использования большого количества исходных данных, описана в [8, 94]. Важную роль при этом играют климатические параметры данного населенного пункта, поскольку ими определяются годовые тепловые потери здания, а стало быть и годовые затраты на его отопление. Как следует из (7.11) и (7.22а), эти годовые тепловые потери зависят от одного комплексного климатического параметра $P_{кл}$, а именно

$$P_{кл} = z_{от}(t_{вн}^{р} - t_{от}^{ср}). \qquad (7.39)$$

Входящие в формулу (7.39) значения средней длительности отопительного перио-

да $z_{от}$ и средней температуры воздуха за этот период $t_{н}^{ср\,от}$ для многих населенных пунктов приведены в нормах [6], а частично в прилож. 1. Как оговорено в нормах [94], значения экономически целесообразного сопротивления теплопередаче $R_{ст}^{эк}$ приближенно могут быть представлены формулой

$$R_{ст}^{эк} = A\sqrt{P_{к}} = A\sqrt{z_{от}(t_{вн}^{р} - t_{н}^{ср\,от})}. \qquad (7.39а)$$

Здесь A – коэффициент, определяемый технико-экономическими показателями ограждающих конструкций, а также стоимостью тепловой энергии. Расчеты ограждающих конструкций по (7.39а) подтверждают целесообразность повышения их сопротивления теплопередаче по мере перехода к районам с более суровыми климатическими условиями.

При общепринятом изготовлении наружных стен жилых зданий из сборного железобетона в виде крупных блоков или панелей необходимое сопротивление теплопередаче достигается за счет включения в конструкцию стен специального теплоизоляционного слоя (утеплителя) в виде изделии из минеральной или стеклянной ваты, пенопластов и т. п (см гл. 5).

В конструкциях стен из кирпича стандартных размеров повышение их сопротивления теплопередаче может быть достигнуто в основном за счет увеличения количества слоев кирпича в кладке

Согласно нормативным документам [51] в задании на разработку типовых проектов зданий должна быть оговорена расчетная температура наружного воздуха для систем отопления $t_{н}^{р\,от}$, причем в качестве базового принимается значение $t_{н\,баз}^{р\,от} = -30$ С, что примерно соответствует средним климатическим условиям на территории СССР (см прилож. 1). Помимо базового в типовых проектах часто разрабатываются варианты с другими значениями $t_{н}^{р\,от}$, обычно кратными 5 °С. При этом в пределах диапазона значений разностей температур $\Delta t_{н}^{р\,от} = \pm 2{,}5$ °С возможно использование единых проектных решений с заданными значениями $R_{ст}$, $R_{пок}$ и $R_{пер}$, а стало быть, с постоянной удельной характеристикой тепловых потерь $q_{т\,п}$. В таких случаях пересчет тепловых потерь зданий с принятого в типовом проекте значения $t_{н\,тип}^{р\,от}$ на соответствующие другому значению $t_{н}^{р\,от}$ производится по формуле

$$Q_{т\,п}^{р} = Q_{т\,п\,тип}^{р}\frac{t_{вн}^{р} - t_{н}^{р\,от}}{t_{вн}^{р} - t_{н\,тип}^{р\,от}} \qquad (7.40)$$

Вместе с тем возможности изменения значений $Q_{т\,п}^{р}$ при переходе к другим расчетным температурам наружного воздуха $t_{н}^{р\,от}$ ограничены требованиями норм [8] в части минимальных значений сопротивления теплопередаче отдельных видов ограждающих конструкций при любых расчетных температурах $t_{н}^{р\,от}$. Соответствующие этим минимальным значениям суммарные тепловые потери зданий с учетом коэффициента $\beta_{над6}$ могут быть представлены следующим образом.

$$Q_{т\,п}^{р\,макс} = \beta_{над6}(t_{вн}^{р} - t_{н}^{р\,от})\left(\frac{F_{ст}}{R_{ст}^{мин}} + \right.$$

$$\left. + \frac{F_{пр}}{R_{пр}^{мин}} + \frac{F_{пок}n_{пок}}{R_{пок}^{мин}} + \frac{F_{пер}n_{пер}}{R_{пер}^{мин}}\right) =$$

$$= \beta_{над6}\left[\alpha_{вн}(F_{ст}\Delta t_{ст}^{мин} + F_{пок}\Delta t_{пок}^{вн} + \right.$$

$$\left. + F_{пер}\Delta t_{пер}^{вн}) + \frac{F_{пр}(t_{вн}^{р} - t_{н}^{р\,от})}{R_{пр}^{мин}}\right] \qquad (7.40а)$$

Все слагаемые расчетных тепловых потерь $Q_{т\,п}^{р\,макс}$ в формуле (7.40а), кроме последнего, соответствующего остеклению световых проемов, вообще не зависят от расчетной разности температур воздуха $t_{вн}^{р} - t_{н}^{р\,от}$. В последнем слагаемом нормированные значения $R_{пр}^{мин}$, как отмечено выше, существенно возрастают при переходе к большим значениям разности температур $t_{вн}^{р} - t_{н}^{р\,от}$, а потому значения $\dfrac{t_{вн}^{р} - t_{н}^{р\,от}}{R_{пр}^{мин}}$ в малой степени зависят от этой разности. Если приближенно принять, что суммарные тепловые потери $Q_{т\,п}^{р\,макс}$ по формуле (7.40а) остаются примерно постоянными даже при существенных изменениях расчетной разности температур $t_{вн}^{р} - t_{н}^{р\,от}$, то соответствующие им значения удельной характеристики тепловых потерь $q_{т\,п}$ обратно пропорциональны расчетной разности температур $t_{вн}^{р} - t_{н}^{р\,от}$, а именно:

$$q_{т\,п} = q_{т\,п}^{баз}\frac{t_{вн}^{р} - t_{н\,баз}^{р\,от}}{t_{вн}^{р} - t_{н}^{р\,от}}. \qquad (7.41)$$

В этом случае для поправочного климатического коэффициента $\beta_{кл}$ к тепловым потерям, учитывающего для данного населенного пункта отклонение его расчетной температуры $t_{н}^{р\,от}$ от принятой за базовую $t_{н\,баз}^{р\,от}$, получается выражение

$$\frac{q_{т\,п}}{q_{т\,п}^{баз}} = \beta_{кл} = \frac{t_{вн}^{р} - t_{н\,баз}^{р\,от}}{t_{вн}^{р} - t_{н}^{р\,от}}. \qquad (7.41а)$$

В частности, при значениях $t_{вн}^{р} = 18$ °С и $t_{н\,баз}^{р\,от} = -30$ °С имеем

$$\beta_{кл} = \frac{48}{18 - t_{н}^{р\,от}}. \qquad (7.41б)$$

Значения $\beta_{кл}$ по формуле (7.41б) убывают по мере снижения расчетной наружной температуры $t_{н}^{р\,от}$ от 2,67 при $t_{н}^{р\,от} = 0$ °С до

Таблица 7.5. **Значения поправочного коэффициента $\beta_{кл}$ к удельным характеристикам тепловых потерь зданий $q_{т.п}$ при разных расчетных температурах наружного воздуха $t_н^{р.от}$**

Расчетная температура наружного воздуха $t_н^{р.от}$, °С	Значения коэффициента $\beta_{кл}$ при $t_{вн}^{р} = 18$ °С по различным источникам				Представительный город для расчетов по формуле (7.42б)	Отопительный период	
	По СНиП II-36-73* [22]	По инструкции [77]	По формуле, приведенной в [122]	По формуле (7.42б) для представительного города	Наименование города	Продолжительность $z_{от}$, сут	Средняя температура $t_н^{ср.от}$, °С
0	1,42	2,05	1,76	—	—	—	—
−1	(1,41)	(1,97)	1,70	1,96	Батуми	121	+7,6
−4	(1,36)	(1,75)	1,54	1,77	Баку	119	+5,1
−5	(1,34)	1,67	1,50	—	—	—	—
−9	(1,27)	(1,47)	1,35	1,53	Дербент	148	+3,8
−10	1,26	1,45	1,33	—	—	—	—
−15	(1,18)	1,29	1,21	1,32	Форт Шевченко	158	+0,6
−20	1,09	1,17	1,12	1,19	Луцк	187	−0,2
−25	(1,05)	1,08	1,05	1,08	Сгародуб	204	−2,3
−30	1	1	1	1	Саранск	210	−4,9
−35	(0,94)	0,95	0,96	0,93	Свердловск	228	−6,4
−40	0,88	0,90	0,92	0,87	Томск	244	−8,8
−45	—	0,85	0,89	0,80	Илимск	255	−11,2
−50	—	0,82	0,86	0,74	Туруханск	280	−19,1
−55	—	0,80	0,84	0,70	Якутск	284	−21,2

Примечания: 1. Значения, приведенные в скобках, получены путем линейной интерполяции соответствующих табличных значений.

2. Климатические данные по представительным городам приняты по [6] (см. также прилож. 1).

3. Значения климатического параметра $P_{кл}$ для представительных городов подсчитанные по формуле (7.39), составляют от 1258 для Батуми до 4809 для Саранска (базовое значение) и до 9957 для Якутска

единицы при $t_н^{р.от} = -30$ °С, а затем до 0,658 при $t_н^{р.от} = -55$ °С.

Для получения укрупненных показателей расходов теплоты на отопление обычно используются значения $\beta_{кл}$, определяемые только расчетной наружной температурой $t_н^{р.от}$ и находящиеся в интервале между единицей и значениями, соответствующими формуле (7.41б). В частности, эти значения могут быть подсчитаны по укрупненным показателям расчетных расходов теплоты на отопление зданий, приведенным в нормах [22]. Такие значения, включенные в табл. 7.5, находятся в интервале от 1,42 при $t_н^{р.от} = 0$ °С до 0,88 при $t_н^{р.от} = -40$ °С. Наряду с ними в разных источниках приводятся значения $\beta_{кл}$, существенно более отклоняющиеся от единицы, чем полученные по нормам [22]. Так, по данным [77] они находятся в интервале от 2,05 при $t_н^{р.от} = 0$ °С до 0,80 при $t_н^{р.от} = -55$ °С (см. табл. 7.5).

В отдельных случаях [122] приводятся формулы для определения значений $\beta_{кл}$ по известным температурам $t_{вн}^{р}$ и $t_н^{р.от}$, причем определенные по таким формулам значения, также включенные в табл. 7.5, находятся в интервале между соответствующими данными [22] и [77]. Однако эти значения и формулы приведены без обоснования и не увязаны с методикой технико-экономических расчетов, изложенной в нормах [94] и основанной не на значениях $t_н^{р.от}$, а на продолжительности отопительного периода $z_{от}$ и средней температуре наружного воздуха за этот период $t_н^{ср.от}$.

Поэтому более обоснованной является оценка значений климатического коэффициента $\beta_{кл}$ исходя именно из этих климатических параметров. Используя приближенную формулу (7.39а) для $R_т^{тр}$ и некоторые дополнительные допущения можно получить следующее приближенное выражение для

поправочного коэффициента:

$$\beta_{к.т} = \frac{q_{т.п}}{q^{(1)}_{т.п}} = \frac{K^{ок}_{пер}}{K_{пер}} \cdot \frac{K^{ок}_{т.пол}}{K^{ок}_{т}} \cdot \frac{A_{пол}}{A} \sqrt{\frac{P^{бал}_{к.т}}{P_{к.т}}} = \frac{t_{в.т}}{t} \sqrt{\frac{z_{от}(t^{р}_{вн} - t^{(р.от)}_{н.баз})}{z^{(1)}_{от}(t^{р}_{вн} - t^{(р.от)}_{н})}}. \quad (7.42)$$

Для дальнейшего упрощения формулы (7.42) воспользуемся исключением из нее значений коэффициента A, определяемых местными экономическими факторами и не зависящих от климатических параметров. Полагая $A = t_{в.т}$, получим

$$\beta_{к.т} = \sqrt{\frac{z_{от}(t^{р}_{вн} - t^{(р.от)}_{н.баз})}{z^{(1)}_{от}(t^{р}_{вн} - t^{(р.от)}_{н})}}. \quad (7.42а)$$

При использовании формулы (7.42а) необходимы оценки базовых значений $z^{баз}_{от}$ и $t^{(р.от)}_{н.баз}$, соответствующих базовой расчетной наружной температуре $t^{(р.от)}_{н.баз} = -30$ °С. Как видно из приложения 1, такое значение $t^{р.от}_{н}$ встречается у нескольких городов, из которых в качестве представительного выбран Саранск. Морозящкой ($z^{(1)}_{от} = 210$ сут, $t^{(р.от)}_{н.баз} = -4{,}9$ °С, $I^{(1)}_{т.т} = 1009$). При подстановке этих значений, а также $t^{р}_{вн} = 18$ °С в формулу (7.42а) получаем

$$\beta_{к.т} = \frac{69{,}13}{\sqrt{z_{от}(18 - t^{(р.от)}_{н})}}. \quad (7.42б)$$

Применяя формулу (7.42б), можно определить значения $\beta_{к.т}$ для любого населенного пункта с известными значениями $z_{от}$ и $t^{(р.от)}_{н}$. Полученные таким способом величины $\beta_{к.т}$ представляются более обоснованными, чем приведенные в различных источниках [22, 77, 122].

Для их сопоставления с другими данными необходим набор представительных городов для различных расчетных температур наружного воздуха $t^{(р.от)}_{н}$ в пределах от 0 до −55 °С.

С этой целью в табл. 7.5 приведены значения $\beta_{к.т}$ по формуле (7.42б) при различных расчетных температурах $t^{(р.от)}_{н}$ для 12 представительных городов вместе с соответствующими значениями $z_{от}$ и $t^{(р.от)}_{н}$.

Сопоставление таких значений $\beta_{к.т}$ с приведенными в других источниках показывает, что при температурах $t^{(р.от)}_{н}$ выше −30 °С они близки к оговоренным в [111] с превышением их не более чем на 5%. Вместе с тем при расчетных температурах $t^{(р.от)}_{н}$ ниже −30 °С по формуле (7.42б) получаются существенно меньшие значения $\beta_{к.т}$, чем по этим данным, причем при $t^{(р.от)}_{н} = -55$ °С разница достигает 15%.

В некоторых источниках [11, 109, 122] наряду со значениями $\beta_{к.т}$ приводятся таблицы, а иногда и формулы для определения значений $q_{т.п}$ при базовой расчетной температуре $t^{р.от}_{н.баз} = -30$ °С в зависимости только от наружного объема здания $V_{з.т}$. Как явствует из формул (7.37а) и (7.38), такие значения нельзя считать обоснованными, так как помимо зависимости от наружного объема значения удельной характеристики тепловых потерь зданий существенно зависят от других факторов: конфигурации здания в плане, его высоты, степени остекления, конструкции наружных стен и т. п. Только при учете этих факторов можно выявить обоснованную зависимость значений $q_{т.п}$ от объема $V_{з.т}$ для различных типов зданий. Так, для жилых зданий высотой от 1 до 5 этажей объемом от 750 до 20000 м³ с наружными стенами из сплошной кирпичной кладки наиболее обоснованными представляются данные, приведенные в [113].

Значения $q_{т.п}$ вместе с основными размерами зданий приведены в табл. 7.6. Как явствует из нее, при увеличении объема здания с 750 до 25000 м³ наблюдается существенное снижение значений $q_{т.п}$, а именно с 0,60 до 0,27 Вт/(м³·К).

В табл. 7.7 приведены данные из типовых проектов многосекционных зданий с наружными стенами из крупных железобетонных блоков или панелей [120]. Как видно из табл. 7.7, значения $q_{т.п}$ для таких зданий помимо их наружных объемов существенно зависят от числа секций, т. е. от длины здания, а также отношения длины к высоте. В результате наибольшие значения удельной характеристики тепловых потерь $q_{т.п} = 0{,}56$ Вт/(м³·К) соответствуют двухсекционным зданиям в 16 этажей, а наименьшие $q_{т.п} = 0{,}385$ Вт/(м³·К) – восьмисекционным зданиям в 9 этажей (при длине секции $l_{секц} = 17 \div 22$ м).

Бо́льшим разбросом по сравнению с жилыми зданиями характеризуются значения удельных характеристик тепловых потерь для общественных зданий, поскольку они существенно зависят от их назначения, особенно за счет различной степени остекления.

Разнообразие конфигурации в плане общественных зданий различных групп, связанное с их назначением, исключает возможность применения формул типа (7.38) для обоснования каких-либо общих зависимостей, характеризующих значения $q_{т.п}$ для таких зданий. Кроме того, эффекты инфильтрации наружного воздуха и внутренних тепловыделений в общественных зданиях также определяются их назначением. В результате для таких зданий приходится ограничиться только использованием значений их удельных отопительных $q_{от}$ и вентиляционных $q_{вент}$ характеристик, определяемых по формулам

Таблица 7.6 **Значения удельной характеристики тепловых потерь $q_{т.п}$ для кирпичных жилых зданий при расчетной наружной температуре $t_н^{р.от} = -30$ °С по данным [113]**

Наименование	Этажность $n_{эт}$						
	1	1	2	3	3	4	5
Высота h, м	4,1	4,1	7,8	12	12,6	16	19
Ширина b, м	12	12	12	12	14	14	14
Отношение длины к ширине $m = l/b$	1,27	2,54	3,17	4,33	5,07	6,43	6,71
Наружный объем $V_{зд}$, м³	750	1500	3500	7500	12 500	20 000	25 000
Коэффициент остекления $\rho_{ост}$	0,085	0,108	0,120	0,125	0,140	0,150	0,160
Удельная характеристика тепловых потерь $q_{т.п}$, Вт/(м³·К)	0,60	0,52	0,46	0,34	0,30	0,285	0,27

Таблица 7.7 **Значения удельной характеристики тепловых потерь $q_{т.п}$ для многосекционных жилых зданий из сборного железобетона при расчетной наружной температуре $t_н^{р.от} = -26$ °С по данным [120]**

Шифр типового проекта	Конструкция наружных стен	Этажность $n_{эт}$	Число секций $n_{сек}$	Наружный объем зданий $V_{зд}$, м³	Длина секции $l_{сек}$, м	Отношение длины секции к ширине $m_{сек} = l_{сек}/b$	Удельная характеристика тепловых потерь $q_{т.п}$, Вт/(м³·К)
I-510-2	Крупноблочные железобетонные	5	2	5900	18,4	1,53	0,49
I-510-3		5	3	9300	18,4	1,53	0,45
I-510-4		5	4	12 700	18,4	1,53	0,43
I-510-4		5	5	16 000	18,4	1,53	0,42
II-49-04	Крупнопанельные железобетонные	9	4	25 800	21,2	1,77	0,43
II-49-06		9	6	38 500	21,2	1,77	0,42
II-49-08		9	8	51 100	21,2	1,77	0,385
II-18-01	Крупноблочные железобетонные	12	2	14 200	17,4	1,45	0,48
II-18-02		12	4	27 700	17,4	1,45	0,42
I-МГ-60	Крупнопанельные железобетонные	16	2	24 100	22,4	1,87	0,56

(7.31) исходя из приведенных в проектах расчетных расходов теплоты на отопление и вентиляцию таких зданий. Сводка значений $q_{от}$ и $q_{вент}$ вместе с другими удельными показателями, зависящими от назначения общественных зданий, а также соответствующими интервалами их наружных объемов приведена в табл. 7.8, составленной в основном по данным [135, 145]. Классификация общественных зданий по группам принята согласно нормам [29], а отопительные и вентиляционные характеристики подсчитаны при значениях расчетной температуры, близких к базовому: $t_н^{р.от} = -30$ °С.

При разработке схем теплоснабжения на перспективу [60], а также при ориентировочных оценках роста тепловых нагрузок на различные сроки необходимо использование удельных показателей этих расходов для жилых и общественных зданий, отнесенных к одному жителю. Переход от значений удельных характеристик тепловых потерь зданий, например приведенных в табл. 7.6–7.8, к этим значениям в расчете на одного жителя наиболее просто осуществляется для жилых зданий. При этом за основу принимается существующее в данном городе и планируемое на различные этапы его разви-

Таблица 7.8. **Отопительные и вентиляционные характеристики, а также удельны объемы и нормативные показатели на 1000 жителей для различных групп общественных здани**

Характеристики общественных зданий по группам	Вместимость или пропускная способность на 1000 жителей $m_{общ}$	Удельный наружный объем на единицу вместимости $c_{общ}$, м³	Интервалы значений наружного объема здани $V_{зд}$, тыс. м³	Значения удельных характеристик зданий, Вт/(м³ К)	
				отопительной $q_{от}$ при $t_н^{от} = -30$ °С	вентиляционной $q_{вент}$
I. Лечебно-профилактические учреждения и спортивные сооружения					
Больницы и диспансеры	12 – 13,5 коек	120 – 200	10 – 200	0,29 0,40	0,30 0,36
Поликлиники, амбулатории	26 – 35 посещений в день	7,5 – 12	3 – 12	0,35 – 0,50	0,35 0,50
Дома отдыха, интернаты и пансионаты (спальные корпуса)	4 – 12 мест	40 – 80	10 – 40	0,32 – 0,48	
Спортивные залы	36 – 150 м² площади пола	12 – 40	10 – 40	0,27 – 0,40	0,8 1,2
II. Учреждения просвещения					
Детские дошкольные учреждения	60 90 мест	38 – 45 26 – 33	1,6 – 4 6 – 16	0,42 – 0,60	0,18 – 0,30
Общеобразовательные школы	130 – 180 учебных мест	23 – 29 17 – 22	5 – 12 15 – 30	0,45 – 0,54	0,40 – 0,60
Средние специальные и профессионально-технические училища (без учебных мастерских)	50 80 учебных мест	28 – 44	10 – 30	0,33 – 0,40	0,40 – 0,50
III. Учреждения культурно-просветительные и зрелищные					
Клубы	20 – 25 мест в зрительном зале	20 – 40	5 – 35	0,45 – 0,50	0,55 – 0,75
Дома культуры, пионеров и школьников	19 – 21 место	35 – 45 60 – 90	10 – 20 30 – 200	0,34 – 0,40	0,40 – 1,0
Театры, цирки и концертные залы	10 – 18 мест	50 – 60	36 – 180	0,25 – 0,40	0,40 – 0,60
Кинотеатры	20 – 50 мест	15 – 22 25 – 30	5 – 25 40 – 90	0,40 – 0,65	0,60 0,90
IV. Учреждения коммунального хозяйства					
Гостиницы	3 – 6 мест	75 100	15 – 250	0,40 – 0,45	0,30 0,50
V. Предприятия бытового обслуживания					
Бани	3 – 7 мест	30 45	2 10	0,25 0,35	1,0 1,5
Прачечные механизированные	90 – 120 кг сухого белья в смену	5 8	2 10	0,55 0,60	1,5 2,0
Дома быта, комбинаты бытового обслуживания	9 11,2 рабочих мест	60 80	3 80	0,45 0,70	0,60 0,90

Продолжение табл. 7.8

Характеристика общественных зданий по группам	Вместимость или пропускная способность на 1000 жителей $m_{общ}$	Удельный наружный объем на единицу вместимости $v_{общ}$, м³	Интервалы значений наружного объема зданий $V_{зд}$, тыс. м³	Значения удельных характеристик зданий, Вт/(м³·К)	
				отопительной $q_{от}$ при $t_н^{р\,от} = -30$ °С	вентиляционной $q_{вент}$
VI. Предприятия торговли и общественного питания					
Магазины продовольственных товаров	80–90 м² торговой площади	5,5–7,5	6,5–10	0,45–0,60	0,25–0,50
Магазины непродовольственных товаров и универмаги	105–140 м² торговой площади	6–8 15–20	3–15 100–400	0,25–0,35	0,60–0,80
Предприятия общественного питания, кафе, столовые и рестораны	28–40 мест	12–25 45–50	1–20 25–150	0,32–0,45	0,9–1,4
VII. Организации и учреждения управления, строительства и науки					
Организации управления, общественные, проектные и конструкторские организации, научно-исследовательские институты	3000–5000 м³	–	1–10 20–250	0,45–0,75 0,35–0,55	0,10–0,20 0,35–0,50

Примечания. 1 Значения $m_{общ}$ для различных групп общественных зданий, кроме приведенных в скобках, заимствованы из норм [27], причем меньшие значения относятся к первой очереди строительства, а бо́льшие – к расчетному сроку, кроме бань, где бо́льшие значения относятся к первой очереди.

2 Для детских дошкольных учреждений и общеобразовательных школ в нормах [27] приведены значения $m_{общ}$, отнесенные не ко всей численности населения, а к численности соответствующих возрастных групп. В таблице приведены значения, пересчитанные на всю численность населения исходя из статистических данных о его распределении по возрастным группам.

3 В приведенных в таблице интервалах значений $q_{от}$ нижние пределы относятся к верхней границе интервалов наружных объемов зданий, а верхние пределы – к нижней границе этих интервалов.

тия среднее значение обеспеченности жителей общей (полезной) площадью в жилых зданиях $f_{пол}$, м²/чел, а также соотношение между суммарным объемом жилых зданий и этой площадью, называемое объемным или кубатурным коэффициентом: $(V_{зд}/F_{пол}) = v_{пол}$, м³/м².

Значения $f_{пол}$ средней обеспеченности жителей общей (полезной) площадью для существующего состояния города заимствуются из статистических отчетов по его жилищному хозяйству; обычно они находятся в интервале 10–14 м²/чел. По нормам [27] эту величину следует принимать равной 13,5 м²/чел для первой очереди строительства и 18 м²/чел для расчетного срока.

Удельный расход теплоты на тепловые потери жилых зданий $\varkappa^{ж}_{т.п}$, отнесенный к одному жителю, определяется выражением

$$\varkappa^{ж}_{т.п} = q^{ж}_{т\,п}(t^{р}_{вн} - t^{р\,от}_{н})\frac{f_{пол}h}{\varphi_{пол}} = q^{ж}_{т\,п}(t^{р}_{вн} - t^{р\,от}_{н})\frac{f_{пол}h_{эт}}{\varphi_{эт}}, \qquad (7.43)$$

где h и $h_{эт}$ – соответственно высота жилого здания и высота одного этажа (между отметками пола смежных этажей), м; по нормам [28], $h_{эт} = 2{,}8 \div 3$ м; $\varphi_{пол}$ – отношение суммарной полезной площади здания к его площади в плане; $\varphi_{эт}$ – отношение суммарной площади квартир одного этажа к площади здания в плане для современных многоэтажных жилых зданий, $\varphi_{эт} = 0{,}67 \div 0{,}73$.

Значения объемного коэффициента жилых зданий $v_{пол}$, м^3/м^2, связаны с их значениями $\varphi_{пол}$ соотношением

$$v_{пол} = \frac{h}{\varphi_{пол}}. \qquad (7.43а)$$

Если во всех этажах жилого здания принята одинаковая планировка квартир, то, кроме того, имеем $\varphi_{пол} = n_{эт}\varphi_{эт}$ и $h = n_{эт}h_{эт}$, где $n_{эт}$ – число этажей, а потому

$$v_{пол} = \frac{h_{эт}}{\varphi_{эт}}. \qquad (7.43б)$$

Исходя из приведенных выше значений $\varphi_{эт} = 0{,}67 \div 0{,}73$ и высоты этажа $h_{эт} = 2{,}8 \div 3{,}0$ м, получается интервал значений $v_{пол} = 3{,}8 \div 4{,}5$ м^3/м^2. Отсюда при $q^{ж}_{т\,п} = 0{,}12 \div 0{,}40$ Вт/(м$^3 \cdot$К) для удельного расчетного расхода теплоты на тепловые потери жилых зданий, отнесенного к одному жителю, получается в соответствии с формулой (7.43) следующее выражение:

$$\varkappa^{ж}_{т\,п} = q^{ж}_{т\,п} f_{пол} v_{пол} (t^{р}_{вн} - t^{р\,от}_{н}) = \\ = (1{,}2 \div 1{,}8) f_{пол} (t^{р}_{вн} - t^{р\,от}_{н}). \qquad (7.44)$$

Удельный расчетный расход теплоты на инфильтрацию наружного воздуха в жилых зданиях в соответствии с формулой (7.7) принимается равным

$$\varkappa^{ж}_{инф} = K_{ж} f_{пол} (t^{р}_{вн} - t^{р\,вент}_{н}) = \\ = K_{ж} f_{пол} \varphi^{р\,вент}_{т\,п} (t^{р}_{вн} - t^{р\,от}_{н}). \qquad (7.44а)$$

Здесь $K_{ж} = 0{,}60 \div 0{,}72$ – отношение жилой площади квартир к их общей (полезной) площади [135]. Отсюда при $\varphi^{р\,вент}_{т\,п} = 0{,}6 + 0{,}8$ (см. § 7.1) получаем

$$\varkappa^{ж}_{инф} = (0{,}36 \div 0{,}58) f_{пол} (t^{р}_{вн} - t^{р\,от}_{н}). \qquad (7.44б)$$

Внутренние тепловыделения в жилых зданиях по нормам [20] должны учитываться в размере 21 Вт на 1 м^2 площади пола отапливаемых помещений, что в пересчете на общую площадь составляет примерно 17 – 19 Вт. Используя эти значения, можно получить следующее приближенное выражение для удельного расчетного расхода теплоты на отопление жилых зданий, отнесенного к одному жителю:

$$\varkappa^{ж}_{от} = \varkappa^{ж}_{т\,п} + \varkappa^{ж}_{инф} - \varkappa^{ж}_{т\,в} = \\ = f_{пол}[(1{,}56 \div 2{,}38)(t^{р}_{вн} - t^{р\,от}_{н}) - (17 \div 19)] \qquad (7.45)$$

Исходя из формулы (7.45), можно оценить характерный для жилых зданий интервал значений условной температуры наружного воздуха $t^{у}_{н}$. При этом в соответствии с формулами (7.13а) и (7.45) для расчетной величины относительных тепловыделений $\varphi^{р}_{т.в}$ в этих зданиях получаем выражение

$$\varphi^{р}_{т\,в} = \frac{\varkappa^{ж}_{т\,в}}{\varkappa^{ж}_{т\,п} + \varkappa^{ж}_{инф}} \approx \\ \approx \frac{17 \div 19}{(1{,}56 \div 2{,}38)(t^{р}_{вн} - t^{р}_{н\,от})} \approx \frac{7 \div 12}{t^{р}_{вн} - t^{р\,от}_{н}}. \qquad (7.45а)$$

Отсюда для условной температуры наружного воздуха $t^{у}_{н}$ при $t^{р}_{вн} = 18$ °С получается следующий интервал значений [см. формулу (7.14а)]:

$$t^{у}_{н} = t^{р}_{вн} - \varphi^{р}_{т\,в} (t^{р}_{вн} - t^{р\,от}_{н}) = \\ = 18 - (7 \div 12) = 6 \div 11\ °С \qquad (7.45б)$$

Интервал значений $t^{у}_{н}$ по формуле (7.45б) близко соответствует оговоренным в норме [6, 22] температурам наружного воздуха, принятым для начала и конца отопительного периода, а именно $t^{макс}_{н} = 8 \div 10$ °С. Тем самым подтверждается обоснованность изложенного выше способа определения условной температуры наружного воздуха $t^{у}_{н}$ для жилых зданий.

При определении отнесенных к одному жителю удельных расходов теплоты на отопление и вентиляцию общественных зданий помимо средних значений удельных отопительных и вентиляционных характеристик для различных групп общественных зданий требуется применение дополнительных удельных показателей и прежде всего удельных наружных объемов зданий каждой группы $v_{общ}$, отнесенных к единице их вместимости или пропускной способности. Такие значения заимствованные из типовых проектов и данных, приведенных в [135], также включены в табл. 7.8.

Для перехода от количества жителей к соответствующей вместимости или пропускной способности различных групп общественных зданий могут быть использованы нормативные или фактические значения обеспеченности населения зданиями каждой группы, выражаемые в виде количества мест, коек и т. п. из расчета на 1000 жителей.

Приведенные в табл. 7.8 значения $m_{общ}$ заимствованы из норм [27], причем и меньшие значения относятся к первой очереди строительства, а большие – к конечному сроку генерального плана. После того как тем или иным способом получены показатели $m_{общ}$ и $v_{общ}$ для всех групп, соответствующие значения $\varkappa^{общ}_{от}$ и $\varkappa^{общ}_{вент}$ удельных расчетных расходов теплоты на отопление и вентиляцию общественных зданий, отнесенных к одному жителю, подсчитываются по формулам

$$\varkappa^{общ}_{от} = \frac{\sum m_{общ} v_{общ} q^{общ}_{от} (t^{р}_{вн} - t^{р\,от}_{н})}{1000}; \qquad (7.46)$$

$$\text{общ}\ \varkappa_{\text{вент}} = \frac{\sum m_{\text{общ}} v_{\text{общ}} q_{\text{вент}}^{\text{общ}} (t_{\text{вн}}^{\text{р}} - t_{\text{н}}^{\text{р вент}})}{1000}. \quad (7.46а)$$

Значения $m_{\text{общ}}$, $v_{\text{общ}}$, $q_{\text{от}}^{\text{общ}}$ и $q_{\text{вент}}^{\text{общ}}$ для каждой группы подставляются в формулы (7.46) из табл. 7.8, а значения $t_{\text{вн}}^{\text{р}}$ – из табл. 7.1.

Следует иметь в виду, что в [27] значения $m_{\text{общ}}$ по группам общественных зданий, перечисленным в [29], приводятся без их увязки с численностью населения города. Вместе с тем этими же нормами для почти всех групп предусмотрено распределение общественных зданий между различными структурными единицами города (микрорайонами, жилыми районами, общественными центрами жилых и планировочных районов, а также городов в целом) исходя из ступенчатой системы обслуживания населения. Естественно предположить [135, 145], что в малых городах с населением примерно до 20 тыс. чел. перечень общественных зданий соответствует оговоренному в нормах [27] для микрорайонов вместе с общегородским общественным центром. Малые города с населением 20–50 тыс. чел. можно рассматривать как состоящие из одного жилого района с таким центром. В средних и больших городах наряду с микрорайонами и жилыми районами следует учитывать раздельное размещение общественных зданий в общественных центрах жилых и планировочных районов в соответствии с нормами [27], а в крупных и крупнейших городах дополнительно учитывать размещение общественных зданий областного, краевого или республиканского значения.

В качестве типичных можно привести [145] следующие интервалы нормативных значений суммарного объема общественных зданий, м³/чел, в расчете на одного жителя:

Малые города с населением до 20 тыс. чел	6–9
То же с населением 20–50 тыс. чел.	8–12
Средние города с населением 50–100 тыс. чел.	14–22
Большие города с населением 100–250 тыс. чел.	19–30

Нижние пределы относятся к первой очереди строительства, а верхние – к расчетному сроку по генеральному плану.

Использование укрупненных значений удельных расчетных расходов теплоты на одного жителя позволяет охватить помимо этих расходов на отопление и вентиляцию зданий также расходы на их горячее водоснабжение, поскольку за основу определения последних принимаются суточные расходы горячей воды на одного жителя $g_{\text{г}}^{\text{сут}}$ в жилых и на единицу пропускной способности или процедуру в общественных зданиях (см. табл. 7.2 и 7.4). Для перехода от этих нормативных расходов горячей воды в кг/сут к удельным расходам теплоты на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий применительно к суткам отопительного периода с максимальным потреблением воды следует в соответствии с формулой (7.29) использовать соотношение

$$\varkappa_{\text{г}} = \varkappa_{\text{г}}^{\text{ж}} + \varkappa_{\text{г}}^{\text{общ}} = \frac{(1 + K_{\text{т.п}}^{\text{сум}}) c_{\text{в}} (t_{\text{г}}^{\text{р}} - t_{\text{х}}^{\text{р}})}{86\,400} \times$$

$$\times (K_{\text{сут}} g_{\text{г}}^{\text{сут}} + 0{,}001 \sum m_{\text{общ}} g_{\text{сут}}^{\text{ср}}). \quad (7.47)$$

Здесь $K_{\text{т.п}}^{\text{сум}} = 0{,}15 \div 0{,}25$; $\frac{c_{\text{в}} (t_{\text{г}}^{\text{р}} - t_{\text{х}}^{\text{р}})}{86\,400} = 2{,}422$ (см. п. 7.2), а значения $m_{\text{общ}}$ и $g_{\text{сут}}^{\text{ср}}$ для каждой группы общественных зданий должны приниматься по табл. 7.2, 7.4 и 7.8 с последующим суммированием значений произведений $m_{\text{общ}}\ g_{\text{сут}}^{\text{ср}}$ по всем группам. Кроме того, для жилых зданий в формуле (7.47) учтено покрытие колебаний суточных расходов горячей воды по дням недели при отсутствии баков-аккумуляторов этой воды посредством коэффициента $K_{\text{сут}} = 1{,}13 \div 1{,}22$. При оснащении этих зданий ваннами и душами целесообразно в соответствии с табл. 7.2 принимать $g_{\text{г}}^{\text{сут}} = 105$ кг/сут для первой очереди строительства и 115 кг/сут для расчетного срока. Аналогичные расчеты по группам общественных зданий, перечисленным в табл. 7.2 и 7.4, при подстановке значений $m_{\text{общ}}$ по табл. 7.8 приводят к ориентировочным значениям 24 ÷ 28 кг/(сут · чел) для первой очереди строительства и 29–35 кг/(сут · чел) для расчетного срока, соответствующим суммарному объему общественных зданий на одного жителя 19 и 30 м³/чел, оговоренному выше для больших городов с численностью населения 100–250 тыс. чел. При меньшей численности населения вместе с суммарными объемами общественных зданий на одного жителя сокращаются также расходы теплоты на их горячее водоснабжение. Исходя из приведенных выше типичных средних значений этих суммарных объемов для городов с различной численностью населения, можно [145] получить для них следующие примерные интервалы значений, кг/(сут · чел):

Малые города с численностью населения до 20 тыс. чел.	3–5
То же с численностью населения 20–50 тыс. чел.	4–7
Средние города с численностью населения 50–100 тыс. чел.	14–18

ВЫБОР ГРАФИКОВ ТЕМПЕРАТУР И ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ РАСХОДОВ СЕТЕВОЙ ВОДЫ

8.1. Основные ступени и способы регулирования в водяных тепловых сетях

В любой системе централизованного теплоснабжения регулирование отпуска теплоты в зависимости от изменяющейся потребности в ней присоединенных систем теплоиспользования осуществляется по меньшей мере как двухступенчатое. Первой ступенью является регулирование отпуска теплоты от теплоисточника в его тепловые сети. Такое регулирование называется центральным, им определяется график изменения температур, а иногда и расходов воды в подающих трубопроводах тепловых сетей. Вместе с тем наряду с центральным необходимо регулирование отпуска теплоты из сетей в различные системы теплоиспользования присоединенных зданий. Такое регулирование называется местным и осуществляется на местных тепловых пунктах (МТП) зданий (см. гл. 1). В соответствии со способами местного регулирования определяются расходы сетевой воды при ее заданной температуре в подающих трубопроводах, необходимые для отпуска количеств теплоты, требуемых системами теплоиспользования при данном режиме. Суммированием таких расходов воды сначала по различным системам теплоиспользования каждого здания, а затем по группам зданий, снабжаемых теплотой через рассматриваемый участок сетей, получаются необходимые при данном режиме расходы воды в подающих трубопроводах соответствующих участков. Тот режим, при котором эти расходы оказываются максимальными в годовом разрезе, называется расчетным, а получаемые применительно к нему расходы воды по участкам являются исходными для гидравлических расчетов сетей, в частности при определении диаметров труб по участкам (см. гл. 9).

Одним из основных видов систем теплоиспользования являются системы отопления, приточной вентиляции или кондиционирования воздуха, потребность в теплоте которых определяется переменными метеорологическими параметрами, в основном температурой наружного воздуха $t_н$.

Основным способом регулирования отпуска теплоты в наиболее распространенных системах водяного отопления является качественное регулирование путем изменения в зависимости от метеорологических параметров, прежде всего температуры наружного воздуха $t_н$, температур воды в подающих трубопроводах этих систем при ее постоянном расходе. При таком способе регулирования максимальные (расчетные) температуры воды в подающих трубопроводах систем отопления $t^{р}_{от\ под}$ достигаются при расчетной температуре наружного воздуха для этих систем $t^{р\ от}_{н}$.

При качественном регулировании температуры воды в подающих трубопроводах систем отопления снижаются по мере повышения температуры наружного воздуха $t_н$ от расчетной $t^{р\ от}_{н}$ до соответствующей началу или концу отопительного периода $t^{макс}_{н}$. Одновременно снижаются также средние температуры воды в нагревательных приборах, их теплоотдача воздуху в помещениях и, наконец, температуры воды в обратных трубопроводах систем. Расчетный расход циркулирующей в этих системах воды при качественном регулировании поддерживается постоянным и определяется расчетной разностью температур воды в подающих и обратных трубопроводах систем.

Качественное регулирование при постоянных расходах циркулирующей в системах воды обеспечивает устойчивость гидравлических режимов отдельных нагревательных приборов этих систем при переменных тепловых нагрузках. Если же в течение отопительного периода имеют место резкие колебания расходов воды в системе отопления и ее отдельных приборах, то они приводят к нарушениям установленного в процессе наладки системы распределения расходов воды между этими приборами и в результате – к отклонениям значений их теплоотдачи от требуемых при данном режиме (разрегулировка системы). В связи с этим количественное регулирование отпуска теплоты в системах водяного отопления за счет изменения только расходов этой воды при ее постоянной температуре в подающих трубопроводах является неприемлемым. Вместе с тем в этих системах допустимо изменение в известных пределах расходов воды наряду с ее температурой в подающих трубопроводах, т. е. применение смешанного качественно-количественного регулирования.

Перенесение способов регулирования отпуска теплоты, принятых в системах водяного отопления, на центральное регулирование в теплоисточниках обосновывается

преобладанием таких систем и их суммарных тепловых нагрузок в балансах отпуска теплоты от источников, а также широким применением простейшей схемы присоединения этих систем к тепловым сетям. Такой схемой является схема с подачей воды в системы непосредственно из подающих трубопроводов сетей. В целях снижения расчетных расходов сетевой воды такая подача при обычной температуре $t^{p}_{01\,под} = 95$ °С осуществляется, как правило, через смесительные устройства с подмешиванием к воде из подающего трубопровода сетей воды из обратных трубопроводов систем отопления. Если такие устройства, как это обычно имеет место, рассчитаны на работу с постоянным коэффициентом смешения в течение отопительного периода (водоструйные элеваторы), то качественному регулированию отпуска теплоты в системах отопления соответствует центральное качественное регулирование только за счет изменения температур воды в подающих трубопроводах сетей при постоянных расходах этой воды (так называемое центральное качественное регулирование по отопительному графику температур). Такое регулирование может быть сохранено и в тех случаях, когда наряду с системами водяного отопления, оборудованными смесительными устройствами с постоянным коэффициентом смешения, к сетям присоединены такие системы по другим схемам (через устройства с переменным коэффициентом смешения или водонагреватели), а кроме того, системы воздушного отопления, вентиляции или кондиционирования воздуха. Однако при заданном отопительном графике температур воды в подающих трубопроводах сетей ее расходы на такие системы должны несколько изменяться в течение отопительного периода, что при малой доле их тепловых нагрузок в общем балансе отпуска теплоты не может существенно повлиять на гидравлические режимы сетей.

Возможности применения центрального качественного регулирования существенно ограничиваются при необходимости присоединения к единым сетям помимо систем отопления и вентиляции – систем, относящихся к другому типу систем горячего водоснабжения, поскольку для последних характерно очень слабое влияние метеорологических факторов на тепловые нагрузки (см. § 7.2). По нормам [19] в таких системах необходимо поддержание температуры горячей воды перед точками ее разбора и заданных пределах (от 50–60 до 75 °С). Сами же расходы этой воды устанавливаются почти потребителями, а потому подчиняются только статистическим закономерностям. Поэтому в системах горячего водоснабжения возможно только количественное регулирование при поддержании заданной температуры воды на входе в систему.

При присоединении к двухтрубным магистральным сетям систем отопления и горячего водоснабжения сохранение в них центрального качественного регулирования в течение всего отопительного периода оказывается, как правило, невозможным, поскольку температуры воды в подающих трубопроводах таких сетей $t_{с\,под}$ должны поддерживаться не ниже необходимых для обеспечения заданных температур воды перед водоразборными приборами (как правило, не ниже 65–75 °С). Такие температуры воды в подающих трубопроводах тепловых сетей почти всегда оказываются выше соответствующих отопительному графику при температурах наружного воздуха, близких к принятым для начала и конца отопительного периода ($t^{нач}_{н} = 8$ – 10 °С). При таких температурах наружного воздуха необходимо поддержание в подающих трубопроводах сетей постоянной температуры воды на уровне 65–75 °С. Нижняя граница этой области соответствует температуре наружного воздуха $t^{изл}_{н}$, при которой по графику соблюдается равенство $t^{изл}_{с\,под} = 65$ или 75 °С. Так как при температуре $t^{изл}_{н}$ имеет место излом отопительного графика температур с переходом от наклонного к горизонтальному участку (точка излома графика), то область температур воздуха, более высоких, чем $t^{изл}_{н}$, называется зоной излома графика.

При сохранении обычной схемы присоединения систем отопления к сетям (по средством смесительных устройств с постоянным коэффициентом смешения) в зоне излома графика наблюдается существенный перерасход теплоты за счет перетопов отапливаемых помещений. Его устранение в принципе возможно за счет внедрения автоматического регулирования отпуска теплоты отдельными нагревательными приборами или их группами с импульсом от температуры воздуха в отапливаемых помещениях (так называемое автоматическое индивидуальное регулирование) [142]. Однако внедрение таких регуляторов во всех отапливаемых помещениях сопряжено с очень большими капитальными вложениями, а потому на практике, в первую очередь для жилых зданий, для устранения перетопов в зоне излома графика используются упрощенные способы местного или группового регулирования. Такое групповое регулирование, осуществляемое на специальных групповых тепловых пунктах (ГТП), в настоящее время рассматривается как необходимое по соображениям надежности

и маневренности в работе крупных систем теплоснабжения (см. гл. 23). Из этих соображений наиболее целесообразным представляется размещение ГТП в местах присоединения распределительных тепловых сетей к магистральным (см. § 1.2).

При открытой схеме с подачей сетевой воды в системы горячего водоснабжения эта подача при ее температурах в подающих трубопроводах выше 60 – 65 °С должна сопровождаться охлаждением воды до этой температуры. Такое охлаждение в отопительный период достигается, как правило, путем смешения воды из подающего трубопровода сетей с водой из обратных трубопроводов систем отопления, что позволяет частично использовать для горячего водоснабжения теплоту воды, охлажденной в этих системах. Тем самым достигается возможность снижения расчетного расхода сетевой воды суммарно по всем системам теплоиспользования по сравнению с вариантом смешения воды из подающего трубопровода сетей с холодной (водопроводной) водой. В частности, при температурах воды в обратных трубопроводах систем отопления и вентиляции 65 – 70 °С, соответствующих низким температурам наружного воздуха, близким к расчетной $t_н^{р.от}$, эта вода может направляться непосредственно в системы горячего водоснабжения без добавления к ней воды из подающего трубопровода сетей. Такой режим работы возможен лишь при условии, что максимальный расход воды в системе горячего водоснабжения не превышает ее расчетного расхода на соответствующие системы отопления. Расход сетевой воды на систему горячего водоснабжения всегда достигает максимума в точке излома графика. При закрытой схеме в отличие от открытой возможны варианты схемы присоединения водонагревателей к сетям. Простейшей из них является схема включения этих водонагревателей между подающим и обратным трубопроводами сетей на тепловом пункте, т. е. параллельно контуру циркуляции сетевой воды в системе отопления (одноступенчатая параллельная схема). Эта схема пригодна при любых соотношениях расчетных тепловых нагрузок систем горячего водоснабжения и отопления, но при ней расчетный расход сетевой воды на водонагреватели, соответствующий точке излома графика, получается наибольшим по сравнению с другими схемами, частично использующими теплоту воды в обратных трубопроводах систем отопления. Такое использование требует перехода от одноступенчатой к двухступенчатой схеме включения, причем в первой ступени водонагревателей осуществляется подогрев холодной воды за счет охлаждения воды, поступающей от систем отопления в обратный трубопровод сетей. Для догрева воды на выходе из первой ступени до ее поступления в систему горячего водоснабжения используется вторая ступень водонагревателей, в которой греющей является вода из подающего трубопровода сетей. Если эта вторая ступень включена так же, как и при одноступенчатой параллельной схеме, то такая схема обычно называется двухступенчатой смешанной и она пригодна при любых соотношениях расчетных тепловых нагрузок систем горячего водоснабжения и отопления и вместе с тем обеспечивает существенное снижение расчетных расходов сетевой воды по сравнению с одноступенчатой схемой. Другим возможным вариантом является включение второй ступени водонагревателей перед системой отопления с подачей в эту систему охлажденной во второй ступени сетевой воды в смеси с поступающей непосредственно из подающего трубопровода в обвод этой ступени (двухступенчатая последовательная схема). Переход от двухступенчатой смешанной к двухступенчатой последовательной схеме позволяет получить некоторое дополнительное сокращение суммарных расходов сетевой воды на все системы теплоиспользования и даже свести добавочный расход этой воды на системы горячего водоснабжения до близкой к нулю величины (см. § 8.3). Вместе с тем в отличие от других схем включения водонагревателей двухступенчатая последовательная схема применима только в ограниченных пределах, определяемых соотношением расчетных нагрузок систем горячего водоснабжения и отопления, так как с повышением этого соотношения неизбежны резкие нарушения работы систем отопления. Эти нарушения связаны прежде всего с внутрисуточными колебаниями нагрузок горячего водоснабжения и соответственно температуры сетевой воды на выходе из второй ступени водонагревателей. При других схемах включения такие колебания могут сказаться только на расходах, но не на температурах воды на входе в системы отопления. Кроме того, их воздействие в принципе может быть исключено за счет установки перед системой отопления регулятора постоянства расхода сетевой воды. При такой установке, возможной также при открытой схеме, вообще отпадает всякое влияние режимов работы систем горячего водоснабжения на эти режимы для систем отопления. Однако при этом суммарный расчетный расход сетевой воды на тепло-

вой пункт должен равняться сумме этих расходов для систем отопления и вентиляции и максимального расхода сетевой воды на системы горячего водоснабжения, в общем случае с учетом коэффициентов часовой и суточной неравномерностей (см. § 7.2).

Снижение максимальных тепловых нагрузок систем горячего водоснабжения может быть достигнуто за счет установки после водонагревателей или смесителей баков-аккумуляторов горячей воды емкостью, достаточной для сглаживания пиков расходов этой воды в течение заданного периода, обычно суток (для зданий предприятий — смены), при равномерной подаче воды из водонагревателей в баки в течение этого периода. В этом случае при определении суммарных расходов сетевой воды вместо максимальных можно принимать в качестве расчетных средние значения расходов воды в системах горячего водоснабжения за сутки или смену. При наличии таких баков исключается также влияние внутрисуточных колебаний расходов горячей воды на режимы работы систем отопления без их оснащения регуляторами постоянства расхода сетевой воды. Кроме того, в нормах [22] оговорено, что при определении суммарных расчетных значений отпуска теплоты теплоисточниками и выборе их основного оборудования следует учитывать расходы теплоты на горячее водоснабжение только в размере их средних значений за отопительный период, т. е. без введения коэффициентов часовой и даже суточной неравномерности. Такое указание при отсутствии баков-аккумуляторов горячей воды и любых схемах присоединения систем горячего водоснабжения, кроме двухступенчатой последовательной, может быть обосновано, и притом *лишь* в части коэффициента часовой неравномерности, только исходя из перераспределения в суточном разрезе расходов сетевой воды между системами горячего водоснабжения и отопления. Такое перераспределение обязательно имеет место при отсутствии автоматических регуляторов расходов воды перед системами отопления и при требуемом нормами [22] оснащении систем горячего водоснабжения автоматическими регуляторами расхода сетевой воды из подающих трубопроводов для поддержания заданной температуры воды на входе в эти системы. В таких условиях при пиковых нагрузках систем горячего водоснабжения возрастает расход сетевой воды на эти системы, снижается перепад давления между подающим и обратным трубопроводами сетей на тепловом пункте.

При постоянном удельном гидравлическом сопротивлении системы отопления, включая смесительные устройства, в этом случае снижается также расход сетевой воды на эту систему и, стало быть, подача теплоты в отапливаемые помещения. И наоборот, при резком сокращении расходов воды в системах горячего водоснабжения, например в ночные часы, снижается расход сетевой воды и на эти системы, а потому возрастает ее расход на систему отопления, а стало быть, и подача теплоты. Такие внутрисуточные колебания подачи теплоты в системы отопления могут быть допущены при условии, что они не приводят к колебаниям температур воздуха в отапливаемых помещениях, превышающим $\pm (1 \div 2)\,^{\circ}C$ [20].

Необходимым условием при этом является соблюдение расчетного баланса подачи теплоты в систему отопления в суточном разрезе в сочетании с достаточной тепловой инерцией ограждающих конструкций отапливаемых зданий. Для соблюдения теплового баланса среднесуточные температуры воды в подающих трубопроводах сетей в таких случаях должны приниматься несколько большими, чем по отопительному графику. Величина этого превышения определяется температурой воды в обратных трубопроводах систем отопления и соотношением между суточными нагрузками систем горячего водоснабжения и отопления. Соответствующие графики центрального регулирования отпуска теплоты с учетом нагрузок горячего водоснабжения называются корректированными (или повышенными). Такие графики могут применяться как при открытой схеме, так и при закрытой с разными схемами включения водонагревателей. В частности, при двухступенчатой последовательной схеме повышение температуры сетевой воды сверх соответствующей отопительному графику должно компенсировать ее охлаждение во второй ступени водонагревателей.

Корректирование отопительного графика сводится к минимуму, а иногда и к нулю при температурах наружного воздуха, близких к расчетной $t_{\text{н}}^{\text{р. от}}$, при которой тепловые нагрузки систем горячего водоснабжения могут покрываться в основном за счет использования теплоты воды в обратных трубопроводах систем отопления. Наибольшее корректирование требуется в точке излома графика, при которой расходы воды из подающего трубопровода на системы горячего водоснабжения являются максимальными. Кроме того, необходимое повышение температуры воды сверх соответствующей отопительному графику возрастает вместе с величиной соотношения суточных тепловых нагрузок систем горячего водоснабжения и отопления. При отсутствии на тепловом

пункте дополнительных регуляторов или ограничителей суммарных расходов сетевой воды необходимое повышение ее температуры тем больше, чем меньше величина отношения располагаемых перепадов давления между подающим и обратными трубопроводами сетей на данном тепловом пункте и на выходе этих сетей из теплоисточников Для того чтобы такое отношение было одинаковым для всех тепловых пунктов, необходимо равенство перепадов давления у них при отсутствии нагрузок горячего водоснабжения Это условие во многих случаях может быть обеспечено при наладке систем

Применение такого способа корректирования отопительного графика при всех схемах включения водонагревателей, кроме двухступенчатой последовательной, связано с переходом на качественно-количественное регулирование во внутрисуточном и сезонном разрезах как в системах отопления, так и в тепловых сетях. При этом наименьшие расходы воды в системах отопления и вместе с тем наибольшие расходы ее в тепловых сетях наблюдаются при температуре наружного воздуха $t_н^{изл}$, соответствующей точке излома графика, и при максимальном расходе воды в системах горячего водоснабжения Соответственно наибольшие расходы воды в системах отопления и наименьшие в тепловых сетях имеют место при расчетной температуре наружного воздуха $t_н^{р\ от}$ для этих систем.

При центральном регулировании корректирование отопительного графика должно быть ориентировано на типичные жилые здания, для которых отношение расчетных нагрузок горячего водоснабжения и отопления может быть оценено по укрупненным показателям (см § 7 3)

Регулирование по совместной нагрузке систем отопления и горячего водоснабжения с переходом на корректированный график температур, но без дополнительных регуляторов на тепловых пунктах, обладает рядом существенных недостатков, прежде всего из-за отсутствия каких-либо ограничений в части изменений расходов воды в системах отопления, причем неограниченные колебания этих расходов в сочетании с внутрисуточными изменениями нагрузок горячего водоснабжения приводят к существенным колебаниям расходов воды в сетях и нарушениям режимов работы оборудования теплоисточников Кроме того, при отсутствии ограничений по расходам сетевой воды возможны режимы с практически полным прекращением циркуляции в системах отопления, а при открытой схеме – даже с опрокидыванием циркуляции в обратных трубопроводах сетей при покрытии пиков нагрузки горячего водоснабжения Все эти нежелательные последствия усиливаются по мере повышения соотношения между расчетными нагрузками систем горячего водоснабжения и отопления

Устранение или по меньшей мере ослабление таких последствий при сохранении регулирования по совместной нагрузке систем отопления и горячего водоснабжения возможно при условии установки на подающих трубопроводах сетей в тепловых пунктах до ответвления к водонагревателям или смесителям систем горячего водоснабжения регуляторов постоянства расхода воды Такие регуляторы должны рассчитываться по сумме среднесуточного расхода сетевой воды на горячее водоснабжение и заданной доли ее расчетного расхода на отопление с проверкой на режим с максимальным расходом воды на горячее водоснабжение в сумме с минимально допустимым расходом ее для системы отопления. При установке регуляторов, ориентированных на тепловые пункты типичных жилых зданий, заранее ограничиваются масштабы качественно-количественного регулирования систем отопления и соответствующего корректирования отопительного графика температур При этом центральное регулирование сохраняется в основном как качественное в сочетании с корректированным графиком температур Колебания расходов сетевой воды при такой схеме происходят только за счет тепловых пунктов нетиповых зданий с системами отопления, присоединенными через смесительные насосы или водонагреватели, причем масштабы таких колебаний аналогичны тем, которые имеют место при центральном регулировании по отопительному графику температур. Таким образом, схема обеспечивает стабильность режимов работы сетей и оборудования теплоисточников

Иногда вместо регуляторов постоянства суммарного расхода сетевой воды на тепловых пунктах рекомендуется установка ограничителей этого расхода Однако в этом случае стабильность гидравлических режимов сетей достигается только в периоды включения таких ограничителей, т е при покрытии пиков нагрузки горячего водоснабжения При остальных режимах тепловые сети и системы отопления работают как и при обычной схеме без регуляторов постоянства расхода или его ограничителей, а стало быть, и со всеми недостатками, присущими такой схеме.

Методика расчетов отопительного графика температур при качественном регулировании описана в § 8.2, а корректированных графиков – в § 8.3.

8.2. Определение температур и расчетных расходов сетевой воды при центральном качественном регулировании по отопительному графику

В общем случае качественно-количественного регулирования систем отопления текущие значения средневзвешенной температуры воды в отопительных приборах $t_{от\,ср} = \frac{1}{2}(t_{от\,под} + t_{от\,обр})$, а также ее температур в подающих и обратных трубопроводах систем отопления $t_{от\,под}$ и $t_{от\,обр}$ определяются [145] из следующих соотношений

$$t_{от\,ср} = t^{р}_{вн} + (\varphi_{от})^{\frac{1}{1+n}}(t^{р}_{от\,ср} - t^{р}_{вн}); \quad (8.1)$$

$$t_{от\,под} = t_{от\,ср} + \frac{\varphi_{от}}{2j_{от}}(t^{р}_{от\,под} - t^{р}_{от\,обр}); \quad (8.2)$$

$$t_{от\,обр} = t_{от\,ср} - \frac{\varphi_{от}}{2j_{от}}(t^{р}_{от\,под} - t^{р}_{от\,обр}) \quad (8.3)$$

Здесь $t^{р}_{вн}$ – нормированная температура воздуха в помещениях (см § 7.1); $\varphi_{от} = Q_{от}/Q^{р}_{от}$ – относительная отопительная нагрузка, равная отношению текущей $Q_{от}$ (при любой наружной температуре $t_{н}$) и расчетной $Q^{р}_{от}$ отопительных нагрузок; n – показатель, зависящий от схемы включения отопительных приборов. Для секционных радиаторов с подачей воды в верхнюю пробку и отводом ее через нижнюю пробку крайней секции (так называемая схема «сверху вниз») $n = 0{,}32$, что и принято в дальнейших расчетах. При схеме движения воды «снизу вверх» через нижнюю и верхнюю пробки крайних секций $n = 0{,}24$, а при схеме «снизу вниз» через нижние пробки крайних секций $n = 0{,}15$. Вообще же значения показателя степени n для различных приборов находятся в интервале $n = 0{,}14 \div 0{,}45$ [122]; $j_{от} = G_{от}/G^{р}_{от}$ – отношение текущего $G_{от}$ и расчетного $G^{р}_{от}$ значений расхода воды, циркулирующей в системе отопления, $t^{р}_{от\,под}$ и $t^{р}_{от\,обр}$ – соответственно расчетные значения температур воды в подающем и обратном трубопроводах системы при расчетной температуре наружного воздуха для систем отопления $t^{р\,от}_{н}$. По нормам [20] для жилых и многих общественных зданий рекомендуется принимать $t^{р}_{от\,под} = 95\,°C$. Температуру $t^{р}_{от\,обр}$ обычно принимают равной 70 °C независимо от значений $t^{р}_{от\,под}$ [122].

Расчетная средневзвешенная температура воды в отопительных приборах равна

$$t^{р}_{от\,ср} = \frac{t^{р}_{от\,под} + t^{р}_{от\,обр}}{2} \quad (8.4)$$

Для решения уравнения (8.1) относительно $\varphi_{от}$ можно принять упрощенные линейные формулы [145]:

$$(\varphi_{от})^{\frac{1}{1+n}} \approx \varphi_{от} + \frac{0{,}8n(1-\varphi_{от})}{1+n} \quad (8.4а)$$

при $1 > \varphi_{от} > 0{,}5$ и

$$(\varphi_{от})^{\frac{1}{1+n}} > \varphi_{от} + \frac{0{,}4n}{1+n} \quad (8.4б)$$

при $0{,}5 > \varphi_{от} > 0{,}2$.

Если при расчетах графика температур воды не учитываются внутренние тепловыделения, что, однако, противоречит указаниям норм [20] в части жилых зданий, применительно к которым должны разрабатываться режимы регулирования тепловых сетей в жилых районах, то значения $\varphi_{от}$ определяются формулой

$$\varphi_{от} = \frac{t^{р}_{вн} - t_{н}}{t^{р}_{вн} - t^{р\,от}_{н}}. \quad (8.5)$$

То же с учетом внутренних тепловыделений:

$$\varphi_{от} = \frac{t^{у}_{н} - t_{н}}{t^{у}_{н} - t^{р\,от}_{н}}, \quad (8.5а)$$

где $t^{у}_{н}$ – так называемая условная наружная температура воздуха, при которой тепловые потери здания через ограждающие конструкции и за счет инфильтрации воздуха полностью компенсируются внутренними тепловыделениями в нем (подробнее см § 7.1).

В нормах [22] рекомендуется принимать расчетное значение температуры воды в подающих трубопроводах водяных тепловых сетей $t^{р}_{под} = 150\,°C$. Эта расчетная температура увязана также с указаниями норм [20] в части расчетных температур в подающих трубопроводах систем отопления $t^{р}_{от\,под}$, принимаемых в пределах от 85 до 150 °C. Присоединение таких систем к тепловым сетям может осуществляться через смесительные устройства (водоструйные элеваторы, насосы).

Работа смесительного устройства перед системой отопления характеризуется коэффициентом смешения

$$u_{от} = \frac{G_{от} - G_{с.у}}{G_{с.у}}, \quad (8.6)$$

где $G_{от}$ и $G_{с.у}$ – расчетные значения расходов воды [illegible] отопления, и [illegible] в эту систему.

Таблица 8.1. **Значения температур воды в подающих трубопроводах тепловых сетей $t_{с\ под}$ и в обратных трубопроводах систем отопления $t_{от\ обр}$ при качественном регулировании ($t^{р}_{с\ под} = 150$ °С; $t^{р}_{от\ под} = 95$ °С; $t^{р}_{от\ обр} = 70$ °С; $t^{р}_{вн} = 18$ °С и $n = 0{,}32$)**

Значения $\varphi_{от}$	0	0,05	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,50
Температура воды в подающих трубопроводах сетей $t_{с\ под}$	18,0	28,0	36,0	43,5	50,5	57,4	64,2	70,7	77,2	83,6	89,9
То же в обратных трубопроводах систем отопления $t_{от\ обр}$	18,0	24,0	28,0	31,5	34,5	37,4	40,2	42,7	45,2	47,6	49,9
Значения $\varphi_{от}$	0,55	0,60	0,65	0,70	0.75	0,80	0,85	0,90	0,95	1,0	—
Температура воды в подающих трубопроводах сетей $t_{с\ под}$	96,1	102,3	108,4	114,5	120,5	126,4	132,4	138,3	144,2	150,0	—
То же в обратных трубопроводах систем отопления $t_{от\ обр}$	52,1	54,3	56,4	58,5	60,5	62,4	64,4	66,3	68,2	70.0	—

Коэффициент смешения $u_{от}$ в общем случае качественно-количественного регулирования системы отопления определяется из выражения

$$u_{от} = \frac{j_{от}(t_{с\ под} - t_{от\ ср})}{\varphi_{от}(t^{р}_{от\ под} - t^{р}_{от\ обр})} - \frac{1}{2}. \quad (8.6а)$$

Соответствующий расход сетевой воды на систему отопления при данном режиме равен

$$G_{с\ от} = \frac{G_{от}}{\dfrac{j_{от}(t_{с\ под} - t_{от\ ср})}{\varphi_{от}(t^{р}_{от\ под} - t^{р}_{от\ обр})} + \dfrac{1}{2}}. \quad (8.7)$$

Расчетное значение коэффициента смешения составляет

$$u^{р}_{от} = \frac{t^{р}_{с\ под} - t^{р}_{от\ под}}{t^{р}_{от\ под} - t^{р}_{от\ обр}}. \quad (8.8)$$

При $t^{р}_{с\ под} = t^{р}_{от\ под}$ $u^{р}_{от} = 0$.

При обычно принимаемых значениях $t^{р}_{с\ под} = 150$ °С, $t^{р}_{от\ под} = 95$ °С, $t^{р}_{от\ обр} = 70$ °С имеем $u^{р}_{от} = 2{,}2$.

При выборе графика температур для центрального качественного регулирования отпуска теплоты от теплоисточников в водяные тепловые сети за основу принимается такой график для систем водяного отопления при постоянных расходах воды ($j_{от} = 1$) и изменении ее температуры в зависимости от температуры наружного воздуха, так называемый отопительный график температур (см. § 8 1). При этом графике температуры воды в подающем трубопроводе тепловых сетей $t_{с\ под}$, а также в подающем и обратном трубопроводах систем отопления $t_{от\ под}$ и $t_{от\ обр}$ рассчитываются по формулам

$$t_{с\ под} = t_{от\ ср} + \varphi_{от}(t^{р}_{с\ под} - t^{р}_{от\ ср}), \quad (8\ 9)$$

$$t_{от\ под} = t_{от\ ср} + \frac{\varphi_{от}}{2}(t^{р}_{от\ под} - t^{р}_{от\ обр}), \quad (8.10)$$

$$t_{от\ обр} = t_{от\ ср} - \frac{\varphi_{от}}{2}(t^{р}_{от\ под} - t^{р}_{от\ обр}). \quad (8.11)$$

Температура $t_{от\ ср}$ рассчитывается по формуле (8.1) Уравнения (8.10) и (8.11) получены из формул (8.2) и (8.3) при $j = 1$, а $u_{от} = u^{р}_{от} = \text{const}$ по формуле (8.9), что соответствует элеваторной схеме.

В табл. 8.1 приведены температуры воды в подающих трубопроводах тепловых сетей и обратных трубопроводах систем отопления в зависимости от значений $\varphi_{от}$ при качественном регулировании по отопительному графику при $n = 0{,}32$

Расчетный расход сетевой воды на отопление, кг/с, при центральном качественном регулировании рассчитывают по формуле

$$G^{р}_{с\ от} = \frac{Q^{р}_{от}}{c_{в}(t^{р}_{с\ под} - t^{р}_{от\ обр})}, \quad (8.12)$$

где $Q^{р}_{от}$ – расчетный расход теплоты на отопление, Вт, $c_{в}$ – теплоемкость сетевой воды в интервале температур 50 – 150 °С, принимаемая равной 4,19 кДж/(кг · К) [106].

Для учета влияния графика температур воды на ее расчетный расход следует использовать показатель удельного расхода воды g, кг/МДж. Расчетный удельный расход сетевой воды на системы отопления равен

$$g^{р}_{с\ от} = \frac{G^{р}_{с\ от} \cdot 10^{6}}{Q^{р}_{от}} = \frac{238{,}7}{t^{р}_{с\ под} - t^{р}_{от\ обр}}. \quad (8.13$$

При заданной расчетной температуре воды в обратных трубопроводах систем отопления, как правило, $t^{р}_{от\ обр} = 70\ °С$, удельный расчетный расход сетевой воды на эти системы существенно снижается по мере повышения ее расчетной температуры в подающих трубопроводах сетей.

Нормами [22] предусматривается возможность повышения температуры $t^{р}_{с\ под}$ свыше 150 °С – вплоть до 200 °С, чем обеспечивается снижение удельных расчетных расходов сетевой воды на системы отопления с 2,98 до 1,84 кг/МДж. Однако такое повышение расчетной температуры приводит к существенному повышению расчетного давления для трубопроводов и оборудования тепловых сетей и пунктов, а также коэффициента смешения (при $t^{р}_{с\ под} = 200\ °С$ до $u^{р}_{от} = 4{,}2$), что практически исключает возможность применения элеваторной схемы. Поэтому повышенные расчетные температуры воды $t^{р}_{с\ под}$ в пределах 170 – 200 °С используются только в транзитных тепловых сетях с сохранением для магистральных сетей обычной расчетной температуры $t^{р}_{с\ под} = 150\ °С$. Теми же нормами [22] при соответствующем технико-экономическом обосновании допускается также применение в качестве расчетных для подающих трубопроводов тепловых сетей более низких температур, чем 150 °С (вплоть до 95 °С). Однако такое снижение, приводящее к резкому возрастанию удельных расчетных расходов сетевой воды (9,55 кг/МДж при $t^{р}_{с\ под} = 95\ °С$), может быть обосновано только при очень малых масштабах отпуска теплоты от теплоисточников.

Помимо жилых зданий к тепловым сетям жилых районов всегда приходится присоединять общественные, а иногда и производственные здания с расчетными значениями температур $t^{р}_{вн}$, $t^{у}_{н}$, $t^{р}_{от\ обр}$, а также n, существенно отличающимися от положенных в основу отопительного графика. Если такие отклонения имеют место только в части значений $t^{р}_{от\ под}$ и $t^{р}_{от\ обр}$, то можно ограничиться изменением расчетного значения коэффициента смешения $u^{р}_{от}$ в соответствии с общей формулой (8.8). При этом возможно сохранение элеваторной схемы присоединения систем отопления. При небольших отклонениях значения показателя степени n от принятого при расчете графика температур ($n = 0{,}32$) можно вообще отказаться от учета этого фактора при выборе схемы присоединения системы отопления к тепловым сетям. Однако при существенных отклонениях от положенных в основу графика значений температур $t^{р}_{вн}$ и $t^{у}_{н}$, часто встречающихся в общественных и производственных зданиях, необходим по крайней мере их систематического недогрева или перегрева переход от элеваторной схемы присоединения систем отопления к сетям других схем. Наиболее универсальной из них является схема с применением смесительных насосов, обеспечивающих возможность изменения в широких пределах коэффициента смешения. Вместе с тем при расчетном режиме и этой схеме сохраняют силу формулы (8.8) для значений $u^{р}_{от}$, (8.12) для $G^{р}_{с\ от}$ и (8.13) для $g^{р}_{с\ от}$.

Для независимой схемы присоединения систем отопления к сетям через водонагреватели характерны более высокие значения удельного расчетного расхода сетевой воды на системы отопления. В этом случае

$$g^{р}_{с\ от} = \frac{238{,}7}{t^{р}_{с\ под} - t^{р}_{от\ обр} - \Delta t^{р}_{кон}}. \qquad (8.14)$$

Здесь $\Delta t^{р}_{кон}$ – расчетная разность температур между сетевой водой на ее выходе из водонагревателя и водой из системы отопления на входе в него, обычно принимаемая равной 10 °С. Кроме того, при независимой схеме расчетная температура воды в подающем трубопроводе системы отопления $t^{р}_{от\ под}$ должна быть принята более низкой, чем в подающем трубопроводе сетей $t^{р}_{с\ под}$, на величину $\Delta t^{р}_{нач} = t^{р}_{с\ под} - t^{р}_{от\ под}$, составляющую по нормам [22] до 20 °С.

По существу к независимым должны быть отнесены также схемы присоединения к водяным сетям систем воздушного отопления, приточной и приточно-вытяжной вентиляции или кондиционирования воздуха. В этих системах подогрев воздуха осуществляется сетевой водой в поверхностных воздухонагревателях (калориферах).

Режимы работы калориферных установок определяются их назначением. В связи с этим можно выделить три категории установок – отопительные, вентиляционные и отопительно-вентиляционные. К отопительным относятся установки, обслуживающие системы воздушного отопления при наличии отдельных систем приточной вентиляции с подогревом воздуха или при отсутствии надобности в них, если оказывается достаточной, как это имеет место для жилых зданий, естественная вентиляция за счет инфильтрации наружного воздуха или аэрации (см. § 7.1).

Расчетные температуры сетевой воды на входе в калориферы систем воздушного отопления и на выходе из них принимаются, как правило, такими же, как и для систем водяного отопления при отсутствии смесительных устройств, т. е. 150 и 70 °С. Поэтому удельные расходы сетевой воды для этих систем соответствуют формуле (8.14).

К вентиляционным относятся калориферные установки систем приточной или приточно-вытяжной вентиляции, предназначенные для поддержания заданного состава воздуха в помещениях за счет подачи в них подогретого наружного воздуха. Согласно нормам [20] необходимые расходы этого воздуха при вентиляции, предназначенной для компенсации подлежащих удалению из помещений вредных веществ (газов, паров, пыли), не зависят от разности температур $t^{р}_{вн} - t_{н}$, а потому остаются постоянными при любом режиме. Для таких систем вентиляции расчетные температуры наружного воздуха принимаются теми же, что и для систем отопления $t^{р\ вент}_{н} = t^{р\ от}_{н}$. При этом расчетные температуры воды на входе в калориферные установки и на выходе из них принимаются такими же, как и для систем отопления. Расчетный расход сетевой воды на вентиляцию, кг/с, в этом случае определяется по формуле, аналогичной (8.12):

$$G^{р}_{с\ вент} = \frac{Q^{р}_{вент}}{c_{в}(t^{р}_{с\ под} - t^{р}_{от\ обр})}, \qquad (8.15)$$

где $Q^{р}_{вент}$ – расчетный расход теплоты на вентиляцию, Вт.

Расчетный удельный расход сетевой воды на вентиляцию, кг/МДж, составляет

$$g^{р}_{с\ вент} = \frac{238{,}7}{t^{р}_{с\ под} - t^{р}_{от\ обр}}. \qquad (8.16)$$

Для систем приточной вентиляции, рассчитанных на удаление из помещений избытков теплоты или влаги, в качестве расчетной по нормам [20] принимается средняя температура наружного воздуха $t^{р\ вент}_{н} = t^{ср\ хол}_{н}$ для наиболее холодной части отопительного периода, всегда более высокая, чем расчетная температура для систем отопления $t^{р\ от}_{н}$ (см § 7.1). Для таких систем отопительный период следует разбивать на две части, причем в области наиболее низких температур наружного воздуха от $t^{р\ вент}_{н}$ до $t^{р\ от}_{н}$ расход теплоты на вентиляцию должен оставаться постоянным и равным расчетному: $Q_{вент} = Q^{р}_{вент}$. Расчетный удельный расход сетевой воды на системы вентиляции, кг/МДж, с расчетными температурами наружного воздуха $t^{р\ вент}_{н}$ определяется по формуле

$$g^{р}_{вент} = \frac{G^{р}_{с\ вент} \cdot 10^{6}}{Q^{р}_{вент}} = \frac{238{,}7}{t^{р\ вент}_{с\ под} - t^{р}_{вент\ обр}}, \qquad (8.17)$$

где расчетные температуры сетевой воды $t^{р\ вент}_{с\ под}$ и $t^{р}_{вент\ обр}$ принимаются по графику центрального качественного регулирования применительно к значению $\varphi^{вент}_{т\ п}$ по формуле (8.5), соответствующему температуре $t_{н} = t^{р\ вент}_{н}$. Как отмечено в § 7.1, значения $\varphi^{вент}_{т\ п}$ при $t^{р}_{вн} = 18\,°C$ обычно находятся в интервале 0,6 – 0,8, которому по табл. 8.1 соответствуют температуры $t^{р\ вент}_{с\ под} = 102 \div 126\,°C$ и $t^{р\ вент}_{от\ обр} = 54 \div 62\,°C$. Обычно в расчетах принимают округленные значения $t^{р}_{с\ под} = 120\,°C$ и $t^{р}_{вент\ обр} = 60\,°C$. При учете в графике температур для центрального регулирования внутренних тепловыделений в жилых зданиях эти температуры воды несколько снижаются по сравнению с приведенными выше.

Наиболее универсальными и экономичными являются отопительно-вентиляционные калориферные установки, обслуживающие комбинированные системы воздушного отопления и приточно-вытяжной вентиляции или системы кондиционирования воздуха и рекомендуемые нормами [20] почти во всех случаях применения воздушного отопления. В качестве расчетной для комбинированных систем принимается расчетная температура воздуха для систем отопления $t^{р\ от}_{н}$.

Расчет систем вентиляции и воздушного отопления с определением расходов сетевой воды и ее температур в обратных трубопроводах при регулировании этих систем по расходу воздуха приведен в [145].

При рассмотрении режимов работы тепловых сетей важное значение имеет определение возможной области применения центрального качественного регулирования для таких сетей, к которым присоединены системы как отопления, так и горячего водоснабжения. Исходными при этом являются нормативные температуры горячей воды перед водоразборными приборами, составляющие по нормам [19] $t^{р}_{г} = 60\,°C$ при открытой и 50 °C при закрытой схеме.

С учетом охлаждения воды в трубопроводах систем горячего водоснабжения здания в тех же нормах расчетные расходы горячей воды приведены исходя из ее температуры $t^{р}_{г} = 65\,°C$ при открытой и 55 °C при закрытой схеме (см. § 7.2). В нормах для тепловых сетей [22] рекомендуется принимать минимальную температуру воды в подающих трубопроводах сетей $t^{мин}_{с\ под} = 60\,°C$ при открытой и 70 °C при закрытой схеме. Первое из этих значений не соответствует нормам [19] и поэтому должно быть повышено до $t^{мин}_{с\ под} = 65\,°C$. Значение $t^{мин}_{с\ под} = 70\,°C$ при закрытой схеме обычно обосновывается необходимостью поддержания расчетной начальной разности температур между греющей и нагреваемой водой в водонагревателях $\Delta t^{р}_{нач} = t^{мин}_{с\ под} - t^{р}_{г} = 10\,°C$. При этом разность температур воды на выходе из водонагревателей и на входе в системы горячего водоснабжения зданий, равная 60 – 55 = 5 °C, предусматривается для покры-

тия тепловых потерь в распределительных тепловых сетях горячего водоснабжения от тепловых пунктов, как правило групповых (см § 8 1), до отдельных зданий

Однако при таком расчете не учитывается необходимость покрытия тепловых потерь, связанных с системами рециркуляции В нормах [22] добавлено указание о необходимости дополнительного учета тепловых потерь в системах горячего водоснабжения в зданиях путем введения повышающего коэффициента 1,2 на расходы теплоты этими системами Поскольку такие потери не могут быть компенсированы увеличением расходов нагреваемой воды, устанавливаемых потребителями, для их компенсации необходимо дополнительное повышение на 20 % расчетного перепада температур нагреваемой воды $t_г^р - t_х^р$ в частности при ее исходной температуре $t_х^р = 5$ °С с 50 – 5 = 45 °С до 54 °С, а с учетом компенсации тепловых потерь в распределительных тепловых сетях – примерно до 60 °С, т е температуры воды после водонагревателей до $t_г^р = 65$ °С Соответственно минимальная температура воды в подающих трубопроводах сетей $t_{с\,под}^{мин}$ при закрытой схеме должна быть повышена с 70 до 75 °С, что подтверждается опытными и расчетными данными, приведенными в [143] и указывающими на целесообразность еще большего повышения этой температуры, а именно до 80 °С Однако в дальнейших расчетах в качестве исходных как минимальные приняты значения $t_{с\,под}^{мин} = 65$ °С для открытой и 75 °С для закрытой схемы

Соответствующие им значения относительной отопительной нагрузки $\varphi_{от}^{изл}$ согласно табл 8 1 при качественном регулировании по отопительному графику температур исходя из значений $t_{с\,по}^р = 150$ °С $t_{вн}^р = 18$ °С и $n = 0{,}32$ составляют $\varphi_{от}^{изл} = 0{,}805$ при открытой и 0,385 при закрытой схеме Эти значения соответствуют точке излома отопительного графика температур так как при значениях $\varphi_{от}$, меньших $\varphi_{от}^{изл}$ (зона излома графика) температуры воды в подающем трубопроводе сетей должны поддерживаться постоянными независимо от изменения температур наружного воздуха в пределах от $t_н^р$ до $t_н^{макс}$ и равными $t_{с\,под}^{изл} = t_{с\,под}^{мин}$ (см § 8 1) При других значениях температур $t_{с\,под}^р$, $t_{вн}^р$ и $t_{от\,под}^р$, положенных в основу расчета графика, значения $\varphi_{от}^{изл}$ могут быть подсчитаны по приближенной формуле

$$\varphi_{от}^{изл} = \frac{t_{с\,под}^{мин} - t_{вн}^р - \frac{0{,}4n}{1+n}(t_{с\,по}^р - t_{вн}^р)}{t_{с\,по}^р - t_{вн}^р} \qquad (8\,18)$$

Для оценки продолжительности части отопительного периода, соответствующей зоне излома графика, в пределах которой температура воды в подающих трубопроводах сетей остается постоянной, необходимо сначала определить температуры наружного воздуха, соответствующие различным значениям $\varphi_{от}^{изл}$ Эти температуры при отказе от учета в графиках внутренних тепловыделений в жилых зданиях составляют

$$t_н^{изл} = t_{вн}^р - \varphi_{от}^{изл}(t_{вн}^р - t_н^{р\,от}) \qquad (8\,19)$$

При учете внутренних тепловыделений эти температуры определяются по формуле

$$t_н^{изл} = t_н^у - \varphi_{от}^{изл}(t_н^у - t_н^{р\,от}) \qquad (8\,19а)$$

В табл 8 2 приведены значения отно-

Таблица 8 2 **Значения $\beta_{изл}$ (отношения продолжительности стояния температур наружного воздуха $t_н$ в зоне излома отопительного графика $z_{изл}$ к общей продолжительности отопительного периода $z_{от}$) при различных расчетных температурах воздуха для систем отопления $t_н^{р\,от}$ в интервале от −15 °С до −55 °С**

Наименование города	Расчетная температура воздуха $t_н^{р\,от}$, °С	Значения отношения $\frac{18 - t_н^{р\,от}}{10 - t_н^{р\,от}}$	Отопительный период		При различных минимальных температурах воды в подающих трубопроводах сетей $t_{с\,под}^{мин}$ и расчетных температурах воздуха			
			Продолжительность $z_{от}$, сут	Средняя температура воздуха $t_н^{ср\,от}$, °С	$t_{с\,под}^{мин} = 65$ °С		$t_{с\,под}^{мин} = 75$ °С	
					$t_{вн}^р = 18$ °С	$t_н^у = 10$ С	$t_{вн}^р = 18$ °С	$t_н^у = 10$ С
Ташкент	−15	1,32	151	+3,4	0,15	0,52	0,35	0 67
Рига	−20	1,27	221	+0,6	0,07	0,53	0,47	0,65
Минск	−25	1,23	220	−0,9	0,22	0,54	0,42	0 60
Горький	−30	1,20	234	−3,7	0,19	0,47	0 40	0 60
Свердловск	−35	1,18	246	−5,3	0,23	0,46	0 41	0 58
Томск	−40	1,16	252	−7,6	0,29	0 45	0,42	0 56
Якутск	−55	1,12	268	−19,7	0,28	0 36	0,36	0,42

Примечание Значения $t_н^{р\,от}$ $z_{от}$ и $t_н^{ср\,от}$ для соответствующих городов приняты по прилож 1 (см также [6]) а значения $\beta_{изл}$ подсчитаны по данным прилож 2 (см также [99])

шения средней продолжительности стояния температур наружного воздуха от $t_н^{изл}$ до $t_н^{макс}$, т. е. в зоне излома графика, $z_{изл}$, к общей продолжительности отопительного периода $z_{от}$. Значения $\beta_{изл} = z_{изл}/z_{от}$ подсчитаны для различных населенных пунктов по данным, приведенным в прилож. 1 и 2, о продолжительности отопительного периода, а также стояния температур наружного воздуха через каждые 5 °С, начиная от $t_н^{макс} = 10$ °С и ниже.

Как видно из табл. 8.2, учет внутренних тепловыделений приводит к существенному возрастанию значений $\beta_{изл}$: примерно с 0,15 – 0,29 до 0,36 – 0,54 при открытой схеме и с 0,36 – 0,47 до 0,42 – 0,67 при закрытой схеме.

Режим работы сетей с постоянной температурой воды в подающих трубопроводах в сочетании с максимальным расходом воды в системах горячего водоснабжения соответствует максимальным (расчетным) расходам сетевой воды на эти системы при любой схеме их присоединения к сетям.

В общем случае в качестве расчетного должен приниматься расход воды в системе горячего водоснабжения равный

$$G_г^р = K_{сут}K_ч G_г^{ср\ сут}, \qquad (8.20)$$

где $G_г^{ср\ сут}$ – расход за средние сутки отопительного периода, суммированный по всем водоразборным приборам здания; $K_{сут}$ и $K_ч$ – поправочные коэффициенты на суточную и часовую неравномерность (см. § 7.2).

При открытой схеме системы горячего водоснабжения в течение отопительного периода присоединяются к тепловым сетям через смесители (обычно водоструйные), к которым подводится вода как из подающего трубопровода сетей, так и охлажденная в системах отопления. Необходимый расход воды из подающего трубопровода сетей обеспечивается работой регулятора температуры, установленного за смесителем и поддерживающего заданную температуру воды на выходе из него независимо от расхода.

Если между смесителями и обслуживаемыми ими системами горячего водоснабжения включены баки-аккумуляторы горячей воды емкостью, достаточной для полного сглаживания графика подачи сетевой воды в баки в суточном, а иногда и в недельном разрезе, то следует принимать либо $K_ч = 1$, либо $K_{сут}K_ч = 1$. При отсутствии таких баков значения $K_ч$ для одного жилого здания или группы таких зданий могут колебаться в широких пределах (см. § 7.2).

Расходы воды из подающего трубопровода сетей $G_{с.г}$ на смесители систем горячего водоснабжения определяются из теплового и материального балансов смешения и при любом режиме соответствуют соотношению

$$\frac{G_{с\,г}}{G_г} = \beta_г = \frac{t_г^р - t_{от\ обр}}{t_{с\ под} - t_{от\ обр}}. \qquad (8.21)$$

Расходы воды на смесители из обратного трубопровода сетей $G_г - G_{с\,г}$ определяются по формуле

$$\frac{G_г - G_{с\,г}}{G_г} = 1 - \beta_г = \frac{t_{с\ под} - t_г^р}{t_{с\ под} - t_{от\ обр}}. \qquad (8.22)$$

В точке излома графика температур $t_{с\ под} = t_{с\ под}^{мин} = t_г^р$, поэтому $\beta_г = 1$ и $1 - \beta_г = 0$, что соответствует максимальному расчетному расходу сетевой воды из подающего трубопровода сетей на горячее водоснабжение $G_{с\,г}^р = G_г^р$. Расчетный расход сетевой воды при максимальной нагрузке горячего водоснабжения, кг/с,

$$G_{с\,г}^р = \frac{Q_г^р}{c_в(t_г^р - t_х^р)} = \frac{Q_г^{ср\ сут}K_{сут}K_ч}{c_в(t_г^р - t_х^р)}, \qquad (8.23)$$

где $Q_г^р$ и $Q_г^{ср\ сут}$ – максимальный и среднесуточный расходы теплоты на горячее водоснабжение, Вт; $t_х^р$ – расчетная температура воды в источнике водоснабжения или водопроводе, которую по нормам [22] в среднем для отопительного периода рекомендуется принимать равной $t_х^р = 5$ °С. При этом удельный расчетный расход сетевой воды $g_{с\,г}^р$, кг/МДж, при максимальном расходе теплоты в системе горячего водоснабжения, выраженном через среднесуточный расход воды $G_г^{ср\ сут}$, составляет

$$g_{с\,г}^р = \frac{G_{с\,г}^р \cdot 10^6}{Q_г^р} = \frac{238{,}7K_{сут}K_ч}{t_г^р - t_х^р}. \qquad (8.24)$$

При $t_г^р = 65$ °С получаем $g_{с\,г}^р = 3{,}98K_{сут}K_ч$ кг/МДж, а при $K_ч = 2{,}4$ (минимальное значение для большой группы жилых зданий) и $K_{сут} = 1{,}2$ $g_{с\,г}^р = 11{,}46$ кг/МДж. Такие расчетные расходы сетевой воды на системы горячего водоснабжения могут иметь место только в зоне излома графика. При температурах наружного воздуха ниже $t_н^{изл}$ по мере повышения температуры воды в подающих трубопроводах сетей $t_{с\ под}$ и в обратных трубопроводах систем отопления $t_{от\ обр}$ расходы воды из подающих трубопроводов быстро сокращаются и при открытой схеме ($t_{от\ обр} = t_г^р = 65$ °С и $\beta_{сг} = 0$) вообще обращаются в нуль, см. формулу (8.21). Как видно из табл. 8.1, такое обращение в нуль соответствует значению $\varphi_{от} = 0{,}87$. При дальнейшем росте значений $\varphi_{от}$ до единицы нагрузки горячего водоснабжения могут полностью покрываться за счет охлаждения воды, поступающей из систем отопления. При этом необходимо, чтобы расходы воды в систе-

мах отопления превышали ее максимальные расходы в системах горячего водоснабжения, что соответствует неравенству

$$\rho_{\text{г}}^{\text{р}} = \frac{G_{\text{г}}^{\text{р}}}{G_{\text{с от}}^{\text{р}}} < 1. \qquad (8.25)$$

При $G_{\text{г}}^{\text{р}} = G_{\text{с от}}^{\text{р}}$, что соответствует значениям $\rho_{\text{г}} = G_{\text{г}}/G_{\text{с от}} = 1$, $\beta_{\text{г}} = 0$ и $t_{\text{от обр}} = t_{\text{г}}^{\text{р}}$, весь расход воды из системы отопления используется в системе горячего водоснабжения. Это вызывает прекращение циркуляции воды на прилегающем к данному тепловому пункту участке обратных трубопроводов тепловых сетей. Если $\rho_{\text{г}} > 1$, то на этих участках обратных трубопроводов тепловых сетей наблюдается опрокидывание циркуляции. Если системы отопления оборудованы регуляторами, поддерживающими при всех режимах расход сетевой воды на отопление равным расчетному $G_{\text{с от}}^{\text{р}}$, то при такой автоматизированной схеме суммарные расчетные расходы сетевой воды на системы отопления и горячего водоснабжения, имеющие место в точке излома графика, равны сумме $G_{\text{с от}}^{\text{р}} + G_{\text{с г}}^{\text{р}}$ по формулам (8.12) и (8.20) или (8.23). На протяжении отопительного периода расходы сетевой воды в подающем трубопроводе при такой схеме и отопительном графике температур непрерывно снижаются вместе с температурой наружного воздуха, а при открытой схеме и $\varphi_{\text{от}} = 0{,}87 \div 1{,}0$ становятся равными расчетным расходам воды только на системы отопления. При закрытой схеме расходы сетевой воды на системы горячего водоснабжения определяются выбором схемы включения водонагревателей этих систем.

При простейшей из этих схем, пригодной при любых соотношениях расчетных нагрузок систем отопления и горячего водоснабжения, а именно при параллельной схеме, расходы сетевой воды на одноступенчатые водонагреватели горячего водоснабжения $G_{\text{с г}}$ и нагреваемой воды $G_{\text{г}}$ связаны соотношением

$$\frac{G_{\text{с г}}}{G_{\text{г}}} = \beta_{\text{г}} = \frac{t_{\text{г}} - t_{\text{х}}}{t_{\text{с под}} - t_{\text{с г обр}}}, \qquad (8.26)$$

где $t_{\text{с г обр}}$ – температура сетевой воды на выходе из водонагревателя в обратный трубопровод теплового пункта, всегда более высокая, чем температура холодной воды на входе в водонагреватель $t_{\text{х}}$. Расчетным при этом является режим с максимальным расходом нагреваемой воды $G_{\text{г}}^{\text{р}}$ в зоне излома графика при $t_{\text{с под}}^{\text{мин}} = t_{\text{г}}^{\text{р}} + \Delta t_{\text{г}}^{\text{нач р}}$, где $\Delta t_{\text{г}}^{\text{нач р}}$ – расчетная разность температур между сетевой водой на входе и нагреваемой водой на выходе из водонагревателя, которая обычно принимается равной 10 °С, при $t_{\text{г}}^{\text{р}} = 65$ °С $t_{\text{с под}}^{\text{мин}} = 75$ °С. Максимальный расход сетевой воды на водонагреватели при расчетном режиме $G_{\text{с г}}^{\text{р}}$ соответствует отношению

$$\frac{G_{\text{с г}}^{\text{р}}}{G_{\text{г}}^{\text{р}}} = \beta_{\text{г}}^{\text{р}} = \frac{t_{\text{г}}^{\text{р}} - t_{\text{х}}^{\text{р}}}{t_{\text{с под}}^{\text{мин}} - t_{\text{с г обр}}^{\text{р}}} \qquad (8.27)$$

Здесь $t_{\text{с г обр}}^{\text{р}}$ – температура сетевой воды на выходе из водонагревателя при расчетном расходе нагреваемой воды $G_{\text{г}}^{\text{р}}$ и минимальной температуре воды в подающем трубопроводе сетей $t_{\text{с под}}^{\text{мин}} = 75$ °С. При оговоренной в нормах [22] расчетной температуре холодной воды для отопительного периода $t_{\text{х}}^{\text{р}} = 5$ °С значения $\Delta t_{\text{г}}^{\text{нач р}} = t_{\text{с г обр}}^{\text{р}} - t_{\text{х}}^{\text{р}}$ обычно принимаются в интервале 15–25 °С, которому соответствуют температуры $t_{\text{с г обр}}^{\text{р}} = 20 \div 30$ °С. При понижении значений $\Delta t_{\text{г}}^{\text{нач р}}$ сокращаются расходы сетевой воды на водонагреватели, но вместе с тем возрастают их необходимые поверхности теплообмена. В нормах [22] рекомендуется также принимать значение $t_{\text{с обр}}^{\text{р}} = 30$ °С.

Расчетный удельный расход сетевой воды на системы горячего водоснабжения при одноступенчатой параллельной схеме равен

$$g_{\text{с г}}^{\text{р}} = \frac{G_{\text{с г}}^{\text{р}} 10^6}{Q_{\text{г}}^{\text{р}}} = \frac{238{,}7 K_{\text{сут}} K_{\text{ч}}}{t_{\text{с под}}^{\text{мин}} - t_{\text{с г обр}}^{\text{р}}}. \qquad (8.28)$$

При $t_{\text{с под}}^{\text{мин}} = 75$ °С, $t_{\text{с г обр}}^{\text{р}} = 30$ °С и $K_{\text{сут}} K_{\text{ч}} = 1$ получаем $g_{\text{г}}^{\text{р}} = 5{,}30$ кг/МДж, т. е. на 33 % больше, чем при открытой схеме, что свидетельствует о недостаточной эффективности одноступенчатой параллельной схемы. При повышении температуры воды в подающем трубопроводе сетей с $t_{\text{с под}}^{\text{мин}} = 75$ °С до $t_{\text{с под}}^{\text{р}} = 150$ °С расходы сетевой воды на водонагреватели снижаются до минимального значения, равного

$$G_{\text{с г}}^{\text{мин}} = \beta_{\text{г}}^{\text{мин}} G_{\text{г}}^{\text{р}} = G_{\text{г}}^{\text{р}} \frac{t_{\text{г}}^{\text{р}} - t_{\text{х}}^{\text{р}}}{t_{\text{с под}}^{\text{р}} - t_{\text{с г обр}}^{\text{мин}}}. \qquad (8.29)$$

Здесь $t_{\text{с г обр}}^{\text{мин}}$ – минимальная температура сетевой воды на выходе из водонагревателя при $t_{\text{с под}}^{\text{р}} = 150$ °С, составляющая обычно 10–15 °С. Температуры воды $t_{\text{с г обр}}$ при любых температурах $t_{\text{с под}}$ в интервале от 75 до 150 °С и различных нагрузках горячего водоснабжения могут быть определены по методике [145].

При параллельной схеме сохранение качественного регулирования в системах отопления независимо от колебаний расходов воды на водонагреватели возможно только при установке регулятора постоянства расхода сетевой воды на подающем трубопроводе теплового пункта после ответвления от него к водонагревателю. В этом случае суммарный расчетный расход сетевой воды на

системы отопления и горячего водоснабжения в точке излома температурного графика равен сумме $G^{р}_{с\,от} + G^{р}_{с\,г}$ по формулам (8.12) и (8.28)

Удельные расчетные расходы сетевой воды на системы горячего водоснабжения могут быть несколько снижены за счет перехода от одноступенчатой параллельной к двухступенчатым схемам включения водонагревателей. Из таких схем универсальной является двухступенчатая смешанная схема, пригодная при любых соотношениях расходов теплоты на системы горячего водоснабжения и отопления, а также при любых режимах работы и схемах автоматизации тепловых пунктов. Общим для различных двухступенчатых схем является использование в первой ступени теплоты воды, частично охлажденной в системах отопления. Однако в этой первой ступени, как правило, не удается нагреть воду для систем горячего водоснабжения до ее расчетной температуры $t^{р}_{г} = 65\,°С$, а потому необходим ее дополнительный подогрев во второй ступени, в которой греющей является вода из подающего трубопровода сетей. Смешанная схема отличается тем, что эта вторая ступень включена, как и в одноступенчатой схеме, параллельно системе отопления, а охлажденная во второй ступени вода подается в обратный трубопровод системы отопления и после ее смешения с водой из этой системы поступает в первую ступень водонагревателя.

При двухступенчатой смешанной схеме с регуляторами постоянства расхода перед системами отопления и отопительном графике температур в сетях суммарный расход сетевой воды $G^{сум}_{с\,под}$ на тепловом пункте при отсутствии систем вентиляции равен сумме ее постоянного расхода на системы отопления $G^{р}_{с\,от}$ по формуле (8.12) и переменного расхода этой воды на вторую ступень водонагревателей $G_{с\,г}$:

$$G^{сум}_{с} = G^{р}_{с\,от} + G_{с\,г} \qquad (8.30)$$

Расчетный расход сетевой воды на горячее водоснабжение $G^{р}_{г}$, соответствующий режиму с максимальным расходом нагреваемой воды $G^{р}_{г}$, в точке излома температурного графика равен $\beta^{р}_{г} G^{р}_{г}$, где при смешанной схеме

$$\beta^{р}_{г} = \frac{G^{р}_{с\,г}}{G^{р}_{г}} = \frac{t^{р}_{г} - (t^{изл}_{от\,обр} - \Delta t^{нач\,р}_{г})}{t^{мин}_{с\,под} - t^{изл}_{от\,обр}}, \qquad (8.31)$$

здесь $\Delta t^{нач\,р}_{г}$ – расчетное значение разности температур греющей сетевой воды на входе в первую ступень водонагревателей и нагреваемой на выходе из нее $t_{т}$, принимаемое согласно нормам [22] равным 5 °С. Значения $t^{изл}_{от\,обр}$ определяются по отопительному графику температур в точке его излома. При выводе уравнения (8.31) принято, что температура сетевой воды на выходе из второй ступени $t^{изл}_{с\,г\,обр}$ равна температуре сетевой воды на выходе из системы отопления $t^{изл}_{от\,обр}$. Обоснование этого равенства приведено в [145].

Расчетный удельный расход сетевой воды на горячее водоснабжение, кг/МДж, при смешанной схеме равен

$$g^{р}_{с\,г} = \frac{G^{р}_{г} \cdot 10^{6}}{Q^{р}_{г}} = \frac{238{,}7\beta^{р}_{г}}{t^{р}_{г} - t^{р}_{х}} K_{сут} K_{ч}. \qquad (8.32)$$

Для закрытой схемы при $t^{р}_{г} = 65\,°С$ и $t^{мин}_{с\,под} = 75\,°С$ имеем $\varphi^{изл}_{от} = 0{,}385$ (см. выше). Этому значению соответствует температура $t^{из\,г}_{от\,обр} = t^{из\,г}_{с\,г\,обр} = 44{,}2\,°С$. Принимая в соответствии с рекомендацией норм [22] $\Delta t^{нач\,р}_{г} = 5\,°С$, при $t^{р}_{г} = 65\,°С$, $t^{р}_{х} = 5\,°С$ и $K_{сут} K_{ч} = 1$ получаем $q^{р}_{с\,г} = 3{,}34$ кг/МДж, т. е. на 37 % меньше, чем при одноступенчатой параллельной схеме включения водонагревателей.

Методика расчета температур $t_{с\,обр}$ и расходов сетевой воды $G_{с\,г}$ при смешанной схеме и любых наружных температурах и нагрузках горячего водоснабжения изложена в [145].

Методика расчета расходов сетевой воды при двухступенчатой последовательной схеме включения водонагревателей рассмотрена в § 8.3, поскольку применение этой схемы в сочетании с отопительным графиком приводит к перетопу или к недотопу зданий в течение части отопительного периода.

8.3. Определение температур и расчетных расходов сетевой воды при центральном регулировании по суммарной тепловой нагрузке систем отопления и горячего водоснабжения

При присоединении к двухтрубным тепловым сетям наряду с системами отопления также систем горячего водоснабжения, требующих круглосуточного и круглогодичного поддержания заданной температуры воды перед водоразборными приборами, область применения центрального качественного регулирования существенно сокращается.

При температурах наружного воздуха, превышающих $t^{изл}_{н}$ (зона излома графика, см. § 8.2), вплоть до соответствующих началу и концу отопительного периода $t^{макс}_{н}$ (по нормам 8 – 10 °С) температуры воды в подающих трубопроводах сетей должны поддерживаться постоянными и равными $t^{изл}_{с\,под}$. Как показывают расчеты (см. табл. 8.2), продолжительность стояния температур наружного воздуха в пределах этой зоны $z_{изл}$ состав-

ляет примерно от 25 до 60 % всей длительности отопительного периода $z_{от}$. В пределах этой зоны отпуск теплоты в системы отопления и горячего водоснабжения регулируется на тепловых пунктах изменением расходов сетевой воды на эти системы (местное или групповое количественное регулирование). Вместе с тем даже в той части отопительного периода, в пределах которой возможно применение центрального качественного регулирования по отопительному графику температур, режимы работы систем горячего водоснабжения при отсутствии автоматических регуляторов постоянства расходов сетевой воды перед системами отопления воздействуют на гидравлические и тепловые режимы этих систем. Такое воздействие вызвано непрерывными изменениями расходов воды, разбираемой из систем горячего водоснабжения, в пределах суток и в меньшей мере – ее суточных расходов в пределах недели.

Другим фактором, обусловливающим воздействие режимов работы систем горячего водоснабжения на присоединенные к тому же тепловому пункту системы отопления, является изменение в сезонном разрезе отношения $\beta_1 = G_{с.г}/G_г$ между расходами греющей сетевой $G_{с.г}$ и нагреваемой воды $G_г$, вызванное повышением температуры в подающих трубопроводах сетей с $t_{с\ под}^{изл} = 65$ или 75 °С в зоне излома графика до $t_{с\ под}^{р} =$ $= 150$ °С при расчетной температуре наружного воздуха $t_{н}^{р\ от}$. В связи с этим максимальные (расчетные) расходы сетевой воды на горячее водоснабжение $G_{с\ г}^{р}$ всегда имеют место в зоне излома графика, а минимальные – при расчетной температуре воды в подающих трубопроводах сетей.

Необходимые для обеспечения заданной температуры воды в системах горячего водоснабжения расходы воды из подающих трубопроводов сетей поддерживаются автоматическим регулятором температуры, установленным перед смесителем при открытой схеме или водонагревателем при закрытой схеме. Соответствующие расходы сетевой воды изменяются в широких пределах: от близких к нулю значений при расчетной температуре воды в подающих трубопроводах сетей $t_{с.под}^{р}$ до значений, иногда превышающих расходы нагреваемой воды в зоне излома графика. При отсутствии на тепловых пунктах автоматических регуляторов постоянства расходов сетевой воды на системы отопления эти расходы подвержены значительным колебаниям.

Расчет тепловых сетей на расходы сетевой воды $G_{сум}^{р}$, равные сумме расчетных расходов ее на системы отопления и максимальных на системы горячего водоснабжения, является нецелесообразным, так как приводит к возрастанию диаметров трубопроводов, а потому и капитальных вложений как в эти сети, так и в соответствующие теплоисточники. Кроме того, при таком способе расчета использование тепловой мощности теплоисточников и пропускной способности тепловых сетей в годовом разрезе существенно снижается. В связи с этим в нормах [22] оговорено, что при определении расчетных расходов теплоты теплоисточниками эти расходы в части горячего водоснабжения должны учитываться как средние часовые за отопительный период, т. е. без введения коэффициентов $K_{сут}$ и $K_ч$. Такие коэффициенты подлежат учету лишь при расчете распределительных тепловых сетей с отпуском теплоты только системам горячего водоснабжения. Для обоснования таких указаний при отсутствии баков-аккумуляторов горячей воды на тепловых пунктах обычно предполагается, что воздействие внутрисуточных колебаний расходов горячей воды на режимы работы систем отопления не приводит к недопустимым колебаниям температур воздуха в отапливаемых помещениях за счет использования тепловой инерции (аккумулирующей способности) ограждающих конструкций зданий. Обязательным условием при этом является соблюдение расчетных балансов отпуска теплоты системами отопления в суточном разрезе.

Двухступенчатая последовательная схема включения водонагревателей специально разработана в расчете на использование тепловой инерции зданий для компенсации воздействия на температуры воздуха в них внутрисуточных изменений расходов воды в системах горячего водоснабжения. При этой схеме в отличие от двухступенчатой смешанной (см. § 8.2) вода из подающего трубопровода сетей после прохождения через вторую ступень водонагревателей направляется в систему отопления в смеси с водой из этого же трубопровода, поступающей по обводному трубопроводу второй ступени. При этой схеме суммарный расход сетевой воды на систему отопления поддерживается постоянным за счет работы регулятора постоянства расхода, установленного на обводном трубопроводе второй ступени.

Таким образом, при последовательной двухступенчатой схеме гидравлические режимы систем отопления поддерживаются стабильными, но вместе с тем колебания тепловых нагрузок второй ступени приводят к соответствующим изменениям температур сетевой воды на входе в систему отопления и ее теплоотдачи. Изменения расходов сете-

вой воды на системы горячего водоснабжения, которые обусловлены графиком центрального регулирования ее температуры в подающих трубопроводах сетей, при двухступенчатой последовательной схеме могут быть учтены путем перехода от отопительного графика температур к другому графику Такой учет сводится к надбавке на соответствующие отопительному графику температуры воды в подающих трубопроводах сетей в размере, компенсирующем охлаждение этой воды во второй ступени

Полученные таким образом графики температур сетевой воды при центральном регулировании обычно называются повышенными или корректированными. В таких графиках в отличие от отопительного учтено воздействие на режимы работы систем отопления изменений расходов сетевой воды на системы горячего водоснабжения, а потому такие графики можно охарактеризовать как соответствующие регулированию по суммарной тепловой нагрузке систем отопления и горячего водоснабжения. В частности, при корректированном графике температур в сочетании с двухступенчатой последовательной схемой включение в суммарные расходы сетевой воды этих расходов на вторую ступень водонагревателей может оказаться излишним. В этом случае суммарные расходы сетевой воды для тепловых пунктов при отсутствии систем вентиляции совпадают с таковыми для систем отопления Тем самым достигаются минимальные значения удельного расхода сетевой воды суммарно по системам отопления и горячего водоснабжения, кг/МДж, равные

$$g^{\text{р}}_{\text{сум}} = \frac{G^{\text{р}}_{\text{с от}} \cdot 10^6}{Q^{\text{р}}_{\text{от}} + Q^{\text{р}}_{\text{г}}} = \frac{G^{\text{р}}_{\text{с от}} \cdot 10^6}{Q^{\text{р}}_{\text{от}} (1 + \sigma^{\text{р}}_{\text{г}})} = \\ = \frac{238{,}7}{(1 + \sigma^{\text{р}}_{\text{г}})(t^{\text{р}}_{\text{с под}} - t^{\text{р}}_{\text{от обр}})}. \quad (8.33)$$

Здесь величиной $\sigma^{\text{р}}_{\text{г}}$ характеризуется отношение расчетных расходов теплоты на горячее водоснабжение и отопление для данного здания или группы однотипных зданий, связанное с отношением расчетных расходов сетевой воды на эти системы $\rho^{\text{р}}_{\text{г}} = G^{\text{р}}_{\text{г}}/G^{\text{р}}_{\text{от}}$ следующей зависимостью:

$$\sigma^{\text{р}}_{\text{г}} = \frac{Q^{\text{р}}_{\text{г}}}{Q^{\text{р}}_{\text{от}}} = \rho^{\text{р}}_{\text{г}} \frac{t^{\text{р}}_{\text{г}} - t^{\text{р}}_{\text{х}}}{t^{\text{р}}_{\text{с под}} - t^{\text{р}}_{\text{от обр}}} \quad (8.34)$$

Значения $\sigma^{\text{р}}_{\text{г}}$ для жилых зданий могут быть получены с помощью укрупненных показателей удельных расчетных расходов теплоты отдельно на отопление и на горячее водоснабжение этих зданий, отнесенных к одному жителю. Методика определения таких показателей описана в § 7 3. Поскольку в нормах [19] удельные расходы горячей воды для жилых зданий в расчете на одного жителя приведены применительно к средним суткам отопительного периода $g^{\text{ср сут}}_{\text{г}}$, кг/сут, в формулу (8.34) целесообразно подставить также средние суточные значения отношений $\sigma^{\text{ср сут}}_{\text{г}}$ и $\rho^{\text{ср сут}}_{\text{г}}$, связанные между собой зависимостью

$$\rho^{\text{ср сут}}_{\text{г}} = \frac{\rho^{\text{р}}_{\text{г}}}{K_{\text{сут}} K_{\text{г}}} = \sigma^{\text{ср сут}}_{\text{г}} \frac{t^{\text{р}}_{\text{с под}} - t^{\text{р}}_{\text{от обр}}}{t^{\text{р}}_{\text{г}} - t^{\text{р}}_{\text{х}}}. \quad (8.35)$$

Значения $\sigma^{\text{ср сут}}_{\text{г}}$ для жилых зданий при пяти значениях расчетной температуры наружного воздуха $t^{\text{р от}}_{\text{н}}$ в интервале от -15 до $-55\,^{\circ}\text{C}$ сведены в табл 8.3, отдельно при учете внутренних тепловыделений и без такого учета. Эти значения представлены в виде интервалов, нижняя граница которых соответствует значению удельной характеристики тепловых потерь $q^{*}_{\text{т п}} = 0{,}32$ Вт/(м^3·К), а верхняя – значению $q^{*}_{\text{т п}} = 0{,}40$ Вт/(м^3·К) при $t^{\text{р от}}_{\text{м баз}} = -30\,^{\circ}\text{C}$ с дополнительным учетом климатического коэффициента $\beta_{\text{кл}}$ при других значениях расчетной температуры $t^{\text{р от}}_{\text{н}}$.

Для двухступенчатой последовательной схемы при отнесении суммарных расчетных расходов сетевой воды на тепловом пункте к сумме этих расходов на системы отопления и средних за сутки отопительного периода на системы горячего водоснабжения получаем

$$g^{\text{р}}_{\text{сум}} = \frac{G^{\text{р}}_{\text{с от}} \cdot 10^6}{Q^{\text{р}}_{\text{от}} + Q^{\text{ср сут}}_{\text{г}}} = \frac{G^{\text{р}}_{\text{с от}} \cdot 10^6}{Q^{\text{р}}_{\text{от}} (1 + \sigma^{\text{ср сут}}_{\text{г}})} = \\ = \frac{238{,}7}{(1 + \sigma^{\text{ср сут}}_{\text{г}})(t^{\text{р}}_{\text{с под}} - t^{\text{р}}_{\text{от обр}})}. \quad (8.36)$$

При $\rho^{\text{р}}_{\text{г}} = 1$, $K_{\text{сут}} = 1{,}2$ и $K_{\text{ч}} = 2{,}4$ находим $\sigma^{\text{ср сут}}_{\text{г}} = 0{,}26$, а потому при $t^{\text{р}}_{\text{с под}} = 150\,^{\circ}\text{C}$ и $t^{\text{р}}_{\text{от обр}} = 70\,^{\circ}\text{C}$ $g^{\text{р}}_{\text{сум}} = 2{,}37$ кг/МДж.

Для расчета корректированного графика температур при двухступенчатой последовательной схеме исходными являются тепловые балансы обеих ступеней водонагревателей применительно к их средней нагрузке за сутки максимального расхода горячей воды, поскольку колебания суточных расходов ее в пределах недели практически не могут компенсироваться за счет тепловой инерции зданий. Эти средние нагрузки характеризуются значениями $j_{\text{г}} = G^{\text{макс сут}}_{\text{г}}/G^{\text{р}}_{\text{г}} = 1/K_{\text{ч}}$ [см. формулы (7.25)] и соответственно $\rho^{\text{макс сут}}_{\text{г}}$, равными

$$\rho^{\text{макс сут}}_{\text{г}} = \frac{G^{\text{макс сут}}_{\text{г}}}{G^{\text{р}}_{\text{с от}}} = \frac{\rho^{\text{р}}_{\text{г}}}{K_{\text{ч}}} = \\ = \frac{K_{\text{сут}} \sigma^{\text{ср сут}}_{\text{г}} (t^{\text{р}}_{\text{с под}} - t^{\text{р}}_{\text{от обр}})}{t^{\text{р}}_{\text{г}} - t^{\text{р}}_{\text{х}}}. \quad (8.37)$$

Таблица 8.3 **Значения отношения $\sigma_г^{ср\ сут}$ расчетных расходов теплоты на системы горячего водоснабжения в среднем суточном разрезе и на системы отопления жилых зданий при расчетных температурах наружного воздуха $t_н^{р\ от}$ от −15 °С до −55 °С**

Расчетная температура наружного воздуха $t_н^{р\ от}$, °С	Значения климатического коэффициента $\beta_{кл}$	Интервал значений $\sigma_г^{ср\ сут}$ при расходе горячей воды $g_г^{ср\ сут}$ = 105 кг/сут на одного жителя в жилых зданиях, расчетной разности температур $t_г^р - t_х^р = 60$ °С и различных удельных расчетных расходах теплоты на отопление зданий на одного жителя $ж_{от}^*$			
		без учета внутренних тепловыделений в зданиях при обеспеченности полезной площадью на одного жителя $f_{по\ т}$		при учете внутренних тепловыделений в зданиях и обеспеченности полезной площадью на одного жителя $f_{по\ т}$	
		13,5 м²	18 м²	13,5 м²	18 м²
−15	1,32	0,252 − 0,345	0,188 − 0,259	0,315 − 0,468	0,236 − 0,357
−20	1,19	0,238 − 0,325	0,178 − 0,244	0,293 − 0,439	0,220 − 0,329
−30	1	0,216 − 0,294	0,162 − 0,221	0,270 − 0,384	0,196 − 0,288
−40	0,87	0,198 − 0,270	0,149 − 0,202	0,236 − 0,344	0,177 − 0,258
−55	0,70	0,185 − 0,250	0,138 − 0,187	0,216 − 0,312	0,164 − 0,231

Примечания 1 Значения удельных расчетных расходов теплоты на отопление жилых зданий, отнесенных к одному жителю, $ж_{от}^*$ подсчитаны либо без учета внутренних тепловыделений либо с их учетом при значениях полезной площади 13,5 и 18 м² на жителя и значении объемного коэффициента для жилых зданий 4,5 м³/м² [см формулы (7.44) и (7.45)]

2 Значения $\sigma_г^{ср\ сут}$ представлены в виде интервалов при удельной характеристике тепловых потерь жилых зданий в пределах $q_{1\ п}^* = 0{,}32 - 0{,}40$ Вт/(м³ К) при расчетной температуре наружного воздуха $t_н^{р\ от} = -30$ °С При остальных расчетных температурах эти значения подсчитаны с учетом климатического коэффициента $\beta_{кл}$ по табл 7.5

При расчете температур сетевой воды для корректированного графика и двухступенчатой последовательной схемы предполагается, что в системах отопления поддерживается в среднесуточном разрезе отопительный график температур При этом температура смеси потоков сетевой воды, поступающих в систему отопления $t_{с\ от}$ как через вторую ступень водонагревателя, так и в обвод ее, соответствует отопительному графику, рассчитанному по уравнению (8.9), а расходы сетевой воды при всех температурах наружного воздуха одинаковы и равны расчетным $G_{с\ от} = G_{с\ от}^р = \dfrac{Q_{от}^р}{c_в(t_{с\ под}^р - t_{от\ обр}^р)}$, см формулу (8.12) Тогда температуры $t_{от\ обр}$ в среднесуточном разрезе также соответствуют температурам воды в обратных трубопроводах систем отопления по отопительному графику, т е. формуле (8.11) При этих допущениях температура воды в подающем трубопроводе сетей при корректированном графике составляет

$$t_{с\ под} = t_{с\ от} + \rho_г^{макс\ сут}(t_г^р - t_{от\ обр} + \Delta t_I^{нач\ мин}) \qquad (8.38)$$

Соответствующая температура сетевой воды на выходе из первой ступени в обратный трубопровод сетей составляет

$$t_{с\ обр} = t_{от\ обр} - \rho_г^{макс\ сут}(t_{от\ обр} - t_х^р - \Delta t_I^{нач\ мин}) \qquad (8.39)$$

Соответствующее значение $\beta_I = G_{с\ I}/G_г$ равняется

$$\beta_г = \frac{1}{\rho_г^{макс\ сут} + \dfrac{t_{с\ от} - t_{от\ обр}}{t_г^р - t_{от\ обр} + \Delta t_I^{нач\ мин}}}. \qquad (8.40)$$

В формулах (8.38), (8.39) и (8.40) можно принимать $\Delta t_I^{нач\ мин} = t_{от\ обр} - t_I = 2$ °С, где t_I – температура нагреваемой воды после первой ступени. Наиболее обоснованным следует считать сохранение точки излома в корректированном графике для двухступенчатой последовательной схемы при той же температуре наружного воздуха $t_н^{изл}$, что и в случае отопительного графика, как предусмотрено нормами [22]

Нагрев воды в водонагревателях горячего водоснабжения до расчетной температуры $t_г^р$ при $Q_г^р$ только за счет теплоты воды, покидающей системы отопления, т е в первой ступени, возможен при $t_н = t_н^{р\ от}$ и $t_{от\ обр}^р = 70$ °С и соблюдении неравенства $\rho_г^р = \dfrac{G_г^{ср\ сут} K_ч K_{сут}}{G_{от}^р} < 1$ [см формулы (8.35) и (8.36)], которому соответствует $\sigma_г^{ср\ сут} < 0{,}26$. Этим неравенством ограничивается возможная область применения двухступенчатой последовательной схемы.

Помимо двухступенчатой последовательной схемы применение корректированного графика в целях сокращения удельного

расчетного расхода сетевой воды суммарно по системам отопления и горячего водоснабжения целесообразно также при других схемах присоединения этих систем к сетям. Однако такой график для открытой схемы, а также для одноступенчатой параллельной или двухступенчатой смешанной схемы связан с переходом на качественно-количественное регулирование систем отопления. При этом внутрисуточные колебания расходов сетевой воды на системы горячего водоснабжения приводят только к изменениям расходов воды на системы отопления при ее постоянной температуре в подающих трубопроводах этих систем.

Ниже изложена методика расчета расходов и графиков температур сетевой воды при наличии регуляторов постоянства ее расхода на тепловых пунктах, установленных на подающих трубопроводах до смесителей при открытой схеме и до ответвления ко второй ступени водонагревателей при закрытой двухступенчатой смешанной схеме их включения [145]. При наличии таких регуляторов суммарный расход сетевой воды на системы отопления и горячего водоснабжения (присоединенные к тепловому пункту, где установлены смесители или водокагреватели) поддерживается в течение отопительного периода постоянным. Этот суммарный расход может быть выбран с учетом допустимого изменения расходов воды в системах отопления как в сезонном, так и в суточном разрезе. Постоянными при этом являются также расходы сетевой воды в подающих трубопроводах тепловых пунктов, а при закрытой схеме – также в их обратных трубопроводах (см. § 8.1).

При открытой схеме постоянный при всех режимах суммарный расход воды в подающем трубопроводе теплового пункта должен составлять

$$G^{\text{сум}}_{\text{с.под}} = j_{\text{от}} G^{\text{р}}_{\text{с.от}} + \beta_{\text{г}} G_{\text{г}}, \qquad (8.41)$$

где $j_{\text{от}} = G_{\text{от}}/G^{\text{р}}_{\text{от}}$ и $\beta_{\text{г}} = G_{\text{с.г}}/G_{\text{г}}$.

Расчет графика количественно-качественного регулирования должен базироваться на режимах при среднем расходе сетевой воды на системы горячего водоснабжения за сутки максимального водоразбора $G^{\text{макс.сут}}_{\text{г}}$. Этому режиму при точке излома принятого графика должно соответствовать расчетное отношение $j^{\text{р}}_{\text{от}}$ расхода воды в системе отопления $G^{\text{изл}}_{\text{от}}$ к расходу $G^{\text{р}}_{\text{от}}$ при принятом способе регулирования и расчетной температуре наружного воздуха:

$$j^{\text{р}}_{\text{от}} = G^{\text{изл}}_{\text{от}}/G^{\text{р}}_{\text{от}}. \qquad (8.42)$$

Как показывают расчеты [145], при качественно-количественном регулировании систем отопления оптимальным является соотношение между относительным расходом воды в системе $j_{\text{от}}$ и относительной отопительной нагрузкой $\varphi_{\text{от}}$, равное

$$j^{\text{опт}}_{\text{от}} = (\varphi_{\text{от}})^{m}, \qquad (8.43)$$

где показатель степени m зависит от схемы подачи воды в отопительные приборы. Для наиболее распространенных однотрубных схем такой подачи $m = n/(1+n)$, где n – показатель, зависящий от схемы включения отопительных приборов (см. § 8.2).

Так как при расчете графиков температур сетевой воды следует исходить из близкого к максимальному значения $n = 0{,}32$ (см. § 8.2), то для оптимальных значений получается соотношение

$$j^{\text{опт}}_{\text{от}} = (\varphi_{\text{от}})^{0.242}. \qquad (8.43\text{а})$$

В соответствии с этой формулой значения $j^{\text{опт}}_{\text{от}}$ снижаются от единицы при $\varphi_{\text{от}} = 1$ до 0,845 при $\varphi_{\text{от}} = 0{,}5$; 0,80 при $\varphi_{\text{от}} = 0{,}4$ и 0,68 при $\varphi_{\text{от}} = 0{,}2$. С учетом этих оптимальных значений $j^{\text{опт}}_{\text{от}}$, а также необходимости сохранения минимальной циркуляции в системах отопления в точке излома графика при максимальном расходе воды наиболее обоснованным при значениях $\sigma^{\text{ср.сут}}_{\text{г}}$ по табл. 8.3 (но не выше 0,26) является выбор интервала значений $j^{\text{р}}_{\text{от}} = 0{,}7 \div 0{,}8$.

При открытой схеме суммарный расчетный удельный расход сетевой воды, отнесенный к сумме расходов теплоты расчетного для систем отопления и среднего за сутки отопительного периода для систем горячего водоснабжения, при корректированном графике составит

$$g^{\text{р}}_{\text{сум}} = \frac{G^{\text{р}}_{\text{сум}} \cdot 10^6}{Q^{\text{р}}_{\text{от}} + Q^{\text{ср.сут}}_{\text{г}}} = \frac{G^{\text{р}}_{\text{сум}} \cdot 10^6}{Q^{\text{р}}_{\text{от}}(1 + \sigma^{\text{ср.сут}}_{\text{г}})} =$$

$$= \frac{238{,}7}{1 + \sigma^{\text{ср.сут}}_{\text{г}}} \left[\frac{j^{\text{р}}_{\text{от}}}{t^{\text{р}}_{\text{с.под}} - t^{\text{р}}_{\text{от.обр}}} + \frac{K_{\text{сут}} \sigma^{\text{ср.сут}}_{\text{г}}}{t^{\text{р}}_{\text{г}} - t^{\text{р}}_{\text{х}}} \right]. \qquad (8.44)$$

При любом режиме кроме точки излома графика значения $j_{\text{от}} = G_{\text{от}}/G^{\text{р}}_{\text{от}}$ определяются по формуле

$$j_{\text{от}} = \frac{j^{\text{р}}_{\text{от}}(t^{\text{р}}_{\text{г}} - t^{\text{р}}_{\text{х}}) + K_{\text{сут}} \sigma^{\text{ср.сут}}_{\text{г}} (t^{\text{р}}_{\text{с.под}} - t^{\text{р}}_{\text{от.ср}})}{t^{\text{р}}_{\text{г}} - t^{\text{р}}_{\text{х}} + \dfrac{K_{\text{сут}} \sigma^{\text{ср.сут}}_{\text{г}}}{\varphi_{\text{от}}} (t^{\text{р}}_{\text{г}} - t_{\text{от.ср}})}. \qquad (8.45)$$

После определения значений $j_{\text{от}}$ для любого режима с известными величинами $\varphi_{\text{от}}$ и $\sigma^{\text{ср.сут}}_{\text{г}}$ соответствующая температура воды в подающих трубопроводах сетей определяется из уравнения

$$t_{\text{с.под}} = t_{\text{от.ср}} + \frac{\varphi_{\text{от}}}{j_{\text{от}}} (t^{\text{р}}_{\text{с.под}} - t^{\text{р}}_{\text{от.ср}}), \qquad (8.46)$$

при этом значения $t_{от\ ср}$, $t_{от\ под}$ и $t_{от\ обр}$ находятся из уравнений (8.1), (8.2) и (8.3).

Расчет корректированного графика температур по формуле (8.46) при открытой схеме приводит в области низких температур наружного воздуха к значениям $j_{от}$, большим единицы, а стало быть, и к температурам воды в подающих трубопроводах сетей $t_{с\ под}$ более низким, чем при отопительном графике. Точка пересечения отопительного и корректированного графиков соответствует значению $j_{от} = 1$ или соотношению

$$\frac{t_г^р - t_{от\ ср}^{пер}}{\varphi_{от}^{пер}} = t_{с\ под}^р - t_{от\ ср}^р - \frac{(1 - j_{от}^р)(t_г^р - t_х^р)}{K_{сут}\sigma_г^{ср\ сут}}. \quad (8.47)$$

Для определения по этой формуле значения $\varphi_{от}^{пер}$, соответствующего точке пересечения графиков, можно использовать приближенное выражение, пригодное при $\varphi_{от} \geqslant 0{,}5$. В этом случае при $t_{с\ под}^р = 150$ °С, $t_{от\ ср}^р = 82{,}5$ °С, $t_г^р = 65$ °С, $t_х^р = 5$ °С и $K_{сут} = 1{,}2$ получаем

$$\varphi_{от}^{пер} \approx \frac{0{,}69}{2{,}39 - \dfrac{1 - j_{от}^р}{\sigma_г^{ср\ сут}}}. \quad (8.48)$$

В области высоких температур наружного воздуха, соответствующих малым значениям $\varphi_{от}$, наибольшее превышение температур воды в подающих трубопроводах сетей при корректированном графике по сравнению с отопительным имеет место в точке излома отопительного графика.

При открытой схеме режимы работы с температурами воды в подающих трубопроводах сетей выше $t_г^р = 65$ °С не представляют таких преимуществ, как при закрытой, а поэтому такое превышение целесообразно использовать для сокращения зоны излома графика. Тогда значения $\varphi_{от}^{изл}$ и $t_{от\ ср}^{изл}$ при корректированном графике в точке его излома, при которой $t_{с\ под}^{изл} = t_г = 65$ °С и $j_{от} = j_{от}^р$, должны быть связаны соотношением

$$\frac{t_г^р - t_{от\ ср}^{изл}}{\varphi_{от}^{изл}} = \frac{t_{с\ под}^р - t_{от\ ср}^р}{j_{от}^р}. \quad (8.49)$$

Для определения $\varphi_{от}^{изл}$ из соотношения (8.49) следует использовать приближенную формулу (8.46), пригодную для интервала значений $0{,}2 \leqslant \varphi_{от} < 0{,}5$.

При качественно-количественном регулировании и открытой схеме отношение расчетных расходов воды на горячее водоснабжение и отопление $\rho_г^р = G_г^р/G_{от}^р$ должно быть, как и в случае качественного регулирования, меньше единицы, что при $K_ч = 2{,}4$ и $K_{сут} = 1{,}2$ соответствует неравенству $\sigma_г^{ср\ сут} < 0{,}26$. Выполнение этого условия обеспечивает отсутствие опрокидывания циркуляции воды в обратных трубопроводах тепловых сетей (см. § 8.2).

Применение корректированного графика температур с регуляторами постоянства расхода воды на подающих трубопроводах тепловых пунктов особенно целесообразно при двухступенчатой смешанной схеме, поскольку ее применение не ограничено какими-либо предельными значениями отношения расчетных нагрузок горячего водоснабжения и отопления. Расчет такого корректированного графика в основном соответствует описанному выше для открытой схемы.

При его построении в основу также должны быть положены средние расходы воды на горячее водоснабжение за сутки максимального водопотребления $G_г^{макс\ сут}$ и соответствующие им значения $\rho_г^{макс\ сут}$ по формуле (8.37).

Применительно к двухступенчатой смешанной схеме удельные расчетные расходы сетевой воды, отнесенные к суммарной нагрузке отопления и горячего водоснабжения, составляют

$$g_{сум}^р = \frac{G_{сум}^р \cdot 10^6}{Q_{от}^р + Q_г^{ср\ сут}} = \frac{238{,}7}{1 + \sigma_г^{ср\ сут}} \times$$

$$\times \left[\frac{j_{от}^р}{t_{с\ под}^р - t_{от\ обр}^р} + \frac{\beta_г^р K_{сут}\sigma_г^{ср\ сут}}{t_г^р - t_х^р} \right]. \quad (8.50)$$

В рассматриваемом случае целесообразно принимать $j_{от}^р = 0{,}75 \div 0{,}80$. Значение $\beta_г^р$ определяется из выражения, см. формулу (8.31)

$$\beta_г^р = \frac{t_г^р - t_{от\ обр}^{изл} + \Delta t_I^{кон\ р}}{t_{с\ под}^{изл} - t_{от\ обр}^{изл}} =$$

$$= \frac{t_г^р - t_{от\ обр}^{изл} + \Delta t_I^{кон\ р}}{t_г^р - t_{от\ обр}^{изл} + \Delta t_{II}^{нач\ р}}. \quad (8.51)$$

Значения $\Delta t_I^{нач\ р}$ соответствуют принятым в формуле (8.31), а $\Delta t_{II}^{нач\ р}$ – разности между температурой воды в подающем трубопроводе сетей $t_{с\ под}^{изл}$ и расчетной температурой горячей воды $t_г^р$, которая по нормам [22] принимается не менее 10 °С.

После выбора значений $j_{от}^р$ и определения $\beta_г^р$ температуры воды в подающих трубопроводах сетей при корректированном графике температур и любых значениях $\varphi_{от}$ определяются по формуле (8.46) с подстановкой в нее следующих значений $j_{от}$:

$$j_{от} = \frac{\dfrac{j_{от}^р (t_г^р - t_х^р)}{K_{сут}\sigma_г^{ср\ сут}} + \beta_г^п (t_{с\ под}^р - t_{от\ обр}^р) -}{\dfrac{t_г^р - t_х^р}{K_{сут}\sigma_г^{ср\ сут}} + \dfrac{t_г^р - t_{от\ ср} + \Delta t_I^{нач}}{\varphi_{от}}} \rightarrow$$

$$\rightarrow \frac{-\dfrac{1}{2}(t_{от\ под}^р - t_{от.обр}^г)}{}. \quad (8.52)$$

Значения $j_{от}$ по формуле (8.52) могут быть также использованы для определения температур воды в подающих и обратных трубопроводах систем отопления при любом режиме с известными значениями $t_{от\,ср}$ и $\varphi_{от}$, см. формулы (8.2) и (8.3).

Глава девятая

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ И РЕЖИМЫ РАБОТЫ ВОДЯНЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

9.1. Основные задачи и исходные данные гидравлических расчетов

Гидравлические расчеты трубопроводов водяных тепловых сетей являются необходимым этапом их проектирования, следующим за определением расчетных тепловых нагрузок, выбором трассы и определением расчетных расходов сетевой воды. Такие расчеты выполняются отдельно по каждому участку сетей, на протяжении которого внутренние диаметры труб и расчетные расходы сетевой воды остаются неизменными, и предназначены для решения следующих основных задач:

1) определения по заданным расчетным расходам воды внутренних диаметров труб для каждого участка сетей, причем этими диаметрами в сочетании с длинами трубопроводов и способом их прокладки в основном определяются капитальные вложения и расходы металла на сооружение сетей;

2) определения перепадов давления теплоносителя в пределах каждого участка при заданных расходах его, а также известных внутренних диаметрах и длинах труб на данном участке. Эти перепады давления являются исходными для последующего определения потребных напоров перекачивающих сетевых насосов, а в сочетании с данными о давлениях воды в сетях при неработающих насосах (статические режимы) – также для анализа гидравлических режимов сетей при работающих насосах (динамические режимы);

3) определения расходов теплоносителя на данном участке, соответствующих известным диаметрам труб и выбранным значениям перепадов давления, отнесенным к одному метру длины труб. Такие расчеты необходимы при рассмотрении аварийных режимов работы тепловых сетей, а также при разработке проектов их расширения и реконструкции.

Гидравлические расчеты водяных тепловых сетей базируются на основных положениях и закономерностях механики жидкостей применительно к движению воды в стальных трубопроводах. В этих сетях вода находится при температурах, которые в подающих трубопроводах изменяются в пределах от 60 до 150 °С (в перспективе до 200 °С), а в обратных трубопроводах – от 30 до 80 °С. Изменения физических параметров воды в этих интервалах температур оказывают существенное влияние на закономерности ее движения, а потому должны учитываться в расчетах. Вместе с тем влияние давления на эти параметры, обусловленное в основном сжимаемостью воды, является ничтожным. В связи с этим физические параметры воды обычно приводятся применительно к давлениям, соответствующим кипению воды заданной температуры (так называемые параметры линии насыщения).

Значения плотности воды $\rho_в$, кг/м^3, при давлениях от 0,6 кПа (0,0006 МПа) до 1,555 МПа и температурах на линии насыщения приведены в табл. 9.1.

Существенное влияние на результаты гидравлических расчетов оказывают значения вязкости воды – либо динамической $\mu_в$, Па·с, либо кинематической $\nu_в$, м^2/с, связанных между собой соотношением

$$\nu_в = \mu_в/\rho_в. \qquad (9.1)$$

Значения динамической $\mu_в$ и кинематической $\nu_в$ вязкости воды на линии насыщения при температурах от 0 до 200 °С приводятся в табл. 9.2.

Основными исходными данными при гидравлических расчетах водяных тепловых сетей являются расчетные расходы воды по отдельным участкам. Методика определения расчетных расходов сетевой воды описана в гл. 8.

При гидравлических расчетах трубопроводов необходим определенный набор значений внутренних диаметров труб, соответствующий принятому сортаменту этих труб для тепловых сетей. В основу сортамента положены значения условных проходов труб $D_у$, мм, по ГОСТ 355-67 (см. гл. 3), соответствующие значениям условных проходов труб от $D_у$ 25 мм (минимальный по

Таблица 9.1. **Плотность воды при различных давлениях и температурах на линии насыщения**

Давление абсолютное $p_в^{абс}$, МПа (10^6 Па)	0,0006	0,0009	0,0010	0,0012	0,0015	0,0017	0,0020	0,0023	0,0030	0,0032	0,0040	0,0042
Температура воды $t_в$, °С	0	5	6,98	10	13,03	15	17,51	20	24,10	25	28,98	30
Плотность воды $\rho_в$, кг/м^3	999,8	1000,0	999,9	999,7	999,4	999,2	998,8	998,3	997,3	997,1	996,0	995,7
Давление абсолютное $p_в^{абс}$, МПа (10^6 Па)	0,0050	0,0056	0,0060	0,0070	0,0074	0,0096	0,0100	0,0120	0,0123	0,0150	0,0157	0,0199
Температура воды $t_в$, °С	32,90	35	36,18	39,02	40	45	45,83	49,45	50	54,00	55	60
Плотность воды $\rho_в$, кг/м^3	994,8	994,0	993,6	992,6	992,3	990,2	989,9	988,2	988,0	986,2	985,7	983,2
Давление абсолютное $p_в^{абс}$, МПа (10^6 Па)	0,0200	0,0250	0,0300	0,0312	0,0385	0,0400	0,0474	0,0500	0,0578	0,0600	0,0701	0,0800
Температура воды $t_в$, °С	60,09	65	69,12	70	75	75,89	80	81,35	85	85,95	90	93,51
Плотность воды $\rho_в$, кг/м^3	983,1	980,5	978,2	977,7	974,7	974,2	971,6	970,8	968,4	967,8	965,2	962,7
Давление абсолютное $p_в^{абс}$, МПа (10^6 Па)	0,0845	0,0900	0,1000	0,1013	0,1208	0,1433	0,1500	0,1690	0,1985	0,2000	0,2321	0,2500
Температура воды $t_в$, °С	95	96,71	99,63	100	105	110	111,40	115	120	120,23	125	127,43
Плотность воды $\rho_в$, кг/м^3	961,7	960,4	958,4	958,1	954,5	950,7	949,7	946,8	942,9	942,7	938,8	936,8
Давление абсолютное $p_в^{абс}$, МПа (10^6 Па)	0,2701	0,3000	0,3131	0,3500	0,3614	0,4000	0,4155	0,4500	0,4760	0,5000	0,5433	–
Температура воды $t_в$, °С	130	133,54	135	138,88	140	143,62	145	147,92	150	151,85	155	–
Плотность воды $\rho_в$, кг/м^3	934,6	931,5	930,2	926,9	925,8	922,6	921,4	918,7	916,8	915,1	912,1	–
Давление абсолютное $p_в^{абс}$, МПа (10^6 Па)	0,6000	0,6180	0,6500	0,7001	0,7500	0,7920	0,8000	0,8500	0,8925	0,9000	0,9500	–
Температура воды $t_в$, °С	158,84	160	161,99	165	167,76	170	170,42	172,95	175	175,36	177,67	–
Плотность воды $\rho_в$, кг/м^3	908,3	907,3	905,3	902,4	899,5	897,3	896,8	894,3	892,1	891,8	889,4	–
Давление абсолютное $p_в^{абс}$, МПа (10^6 Па)	1,0000	1,0027	1,1000	1,1234	1,2000	1,2552	1,3000	1,3989	1,5000	1,5551	–	–
Температура воды $t_в$, °С	179,88	180	184,06	185	187,96	190	191,60	195	198,28	200	–	–
Плотность воды $\rho_в$, кг/м^3	887,0	886,9	882,3	881,5	878,3	876,0	874,3	870,4	866,7	864,7	–	–

Примечание. Значения плотности воды подсчитаны по данным [106]

Таблица 9.2. **Динамическая и кинематическая вязкость воды при различных температурах на линии насыщения**

Температура воды $t_в$, °С	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Динамическая вязкость воды $\mu_в \cdot 10^6$, Па·с	1792	1308	1003	797,7	653,1	547,0	466,8	404,4	354,9	314,9	282,1
Кинематическая вязкость воды $\nu_в \cdot 10^6$, м²/с	1,792	1,308	1,005	0,801	0,658	0,554	0,475	0,414	0,365	0,326	0,294
Температура воды $t_в$, С	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	–
Динамическая вязкость воды $\mu_в \cdot 10^6$, Па·с	254,9	232,1	212,7	196,1	181,9	169,6	158,8	149,4	141,0	133,6	–
Кинематическая вязкость воды $\nu_в \cdot 10^6$, м²/с	0,268	0,246	0,228	0,212	0,198	0,187	0,177	0,168	0,161	0,155	–

Примечание. Значения динамической вязкости заимствованы из [106], а по ним и по формуле (9.1) подсчитаны значения кинематической вязкости.

нормам [22] условный проход, допускаемый к применению только в ответвлениях к отдельным зданиям) до $D_у$ 1400 мм (максимальный условный проход труб, применяемых в настоящее время в тепловых сетях). При этом каждому значению условного прохода соответствует только одно значение наружного диаметра труб, но несколько значений толщины их стенок, а именно: от 2–3 мм при наименьших условных проходах $D_у$ 25÷40 мм до 9–16 мм при наибольших условных проходах $D_у$ 1200÷1400 мм. Связанные с этим изменения значений внутренних диаметров труб $d_{вн}$, м, при одном наружном диаметре $d_н$, м, должны учитываться при определении площади поперечного сечения трубы в свету $f_{вн}$, м², по формуле

$$f_{вн} = \frac{\pi d_{вн}^2}{4} = 0{,}7854 d_{вн}^2. \qquad (9.2)$$

Выборка из сортамента труб для тепловых сетей со значениями $D_у$, $d_н$, $d_{вн}$, $\delta_{ст}$ и $f_{вн}$ приведена в табл. 9.3.

Согласно табл. 9.3 наибольшие значения отношения $f_{вн}/f'_{вн} = 1{,}5 \div 1{,}9$ соответствуют переходам между значениями условных проходов $D_у/D'_у = 70/50$, 100/80, 125/100, 250/200 и 500/400 мм. Для остальных переходов эти значения находятся в интервале 1,2–1,45.

9.2. Формулы и таблицы для гидравлических расчетов

Течение жидкости по трубопроводам сопровождается потерями ее энергии на преодоление сил трения, возникающих при соприкосновении поверхности движущейся жидкости с внутренней поверхностью труб (так называемые линейные потери). Кроме того, дополнительные потери энергии возникают в местах резкого изменения направления (повороты, изгибы) или площади сечения потока жидкости (переходы с одного диаметра труб на другой), при ее прохождении через арматуру и измерительные приборы, а также при разделении одного потока на несколько потоков или их объединении в единый поток. Средние скорости потока $w_{ср}$ в поперечном сечении трубы связаны с количествами протекающей через это сечение жидкости за единицу времени уравнениями неразрывности потока

$$V = f_{вн} w_{ср} = \frac{\pi}{4} d_{вн}^2 w_{ср} = 0{,}7854 d_{вн}^2 w_{ср}, \qquad (9.3)$$

$$G = V\rho = f_{вн} w_{ср} \rho = \frac{\pi}{4} d_{вн}^2 w_{ср} \rho = 0{,}7854 d_{вн}^2 w_{ср} \rho. \qquad (9.3а)$$

Здесь V, м³/с – объем; G, кг/с – масса жидкости, протекающей за секунду через сечение трубы площадью в свету $f_{вн}$, м²; ρ, кг/м³ – плотность жидкости.

Для стационарного течения вязкой жидкости при постоянстве ее температуры и скорости в пределах рассматриваемого участка применение закона сохранения энергии к массе потока жидкости приводит к уравнению Бернулли:

$$\frac{p_{нач}^{уч}}{\rho} + z_{нач}^{уч} g = \frac{p_{кон}^{уч}}{\rho} + z_{кон}^{уч} g + \frac{p_{тр}^{уч}}{\rho}, \qquad (9.4)$$

или

$$\Delta p_{уч} = p_{нач}^{уч} - p_{кон}^{уч} = p_{тр}^{уч} + \rho g (z_{кон}^{уч} - z_{нач}^{уч}). \qquad (9.4а)$$

Таблица 9.3. **Условные проходы, наружные и внутренние диаметры и толщины стенок труб по сортаменту для тепловых сетей, их площади поперечного сечения в свету, значения массовых расходов воды и числа Рейнольдса при скорости воды 1 м/с и температуре 100 °С**

Условный проход труб D_y, мм	Диаметры труб		Толщина стенки труб $\delta_{ст}$, м	Площадь поперечного сечения труб в свету $f_{вн}$, м²	Массовый расход воды при скорости 1 м/с и температуре 100 °С $G_в$, кг/с	Число Рейнольдса Re при скорости воды 1 м/с, и температуре 100 °С
	наружный $d_н$, м	внутренний $d_{вн}$, м				
25	0,032	0,026	0,003	$0,531 \cdot 10^{-3}$	0,5088	70 400
25	0,032	0,028	0,002	$0,616 \cdot 10^{-3}$	0,5902	95 100
32	0,038	0,032	0,003	$0,804 \cdot 10^{-3}$	0,7703	108 800
32	0,038	0,034	0,002	$0,908 \cdot 10^{-3}$	0,8700	115 500
40	0,045	0,039	0,003	$1,195 \cdot 10^{-3}$	1,145	132 600
40	0,045	0,041	0,002	$1,320 \cdot 10^{-3}$	1,265	139 900
50	0,057	0,051	0,003	$2,042 \cdot 10^{-3}$	1,957	173 200
65	0,076	0,070	0,003	$3,848 \cdot 10^{-3}$	3,687	237 800
80	0,089	0,082	0,0035	$5,281 \cdot 10^{-3}$	5,060	278 600
100	0,108	0,100	0,004	$7,854 \cdot 10^{-3}$	7,525	339 700
125	0,133	0,125	0,004	$12,27 \cdot 10^{-3}$	11,76	424 600
150	0,159	0,150	0,0045	$17,67 \cdot 10^{-3}$	16,93	509 600
175	0,194	0,184	0,005	$26,59 \cdot 10^{-3}$	25,48	625 000
200	0,219	0,207	0,006	$33,65 \cdot 10^{-3}$	32,24	703 200
200	0,219	0,211	0,004	$34,97 \cdot 10^{-3}$	33,51	716 800
250	0,273	0,259	0,007	$52,69 \cdot 10^{-3}$	50,48	879 800
250	0,273	0,263	0,005	$54,33 \cdot 10^{-3}$	52,06	893 400
300	0,325	0,309	0,008	$74,99 \cdot 10^{-3}$	71,95	1 050 000
300	0,325	0,315	0,005	$77,93 \cdot 10^{-3}$	74,97	1 060 000
350	0,377	0,359	0,009	0,1012	96,96	1 220 000
350	0,377	0,367	0,005	0,1058	101,38	1 257 000
400	0,426	0,408	0,009	0,1307	125,23	1 386 000
400	0,426	0,414	0,006	0,1346	128,96	1 406 000
500	0,530	0,512	0,009	0,2059	197,28	1 739 000
500	0,530	0,518	0,006	0,2107	201,88	1 760 000
600	0,630	0,610	0,010	0,2922	278,07	2 072 000
600	0,630	0,618	0,006	0,3000	287,44	2 099 000
700	0,720	0,698	0,011	0,3826	366,58	2 371 000
700	0,720	0,706	0,007	0,3915	375,11	2 398 000
800	0,820	0,796	0,012	0,4976	476,77	2 704 000
800	0,820	0,806	0,007	0,5102	488,84	2 738 000
900	0,920	0,892	0,014	0,6249	598,74	3 029 000
900	0,920	0,904	0,008	0,6418	614,93	3 071 000
1000	1,020	0,990	0,015	0,7698	737,57	3 363 000
1000	1,020	1,004	0,008	0,7917	758,55	3 411 000
1200	1,220	1,188	0,016	1,1085	1062,1	4 036 000
1200	1,220	1,204	0,008	1,1347	1087,2	4 083 000
1400	1,420	1,388	0,016	1,5131	1438,4	4 715 000
1400	1,420	1,400	0,010	1,5394	1474,9	4 756 000

Здесь $p^{уч}_{нач}$ и $p^{уч}_{кон}$, Па – давления жидкости в начальном и конечном сечениях труб в пределах участка; ρ, кг/м³ – плотность жидкости; $z^{уч}_{нач}$ и $z^{уч}_{кон}$, м – ординаты, соответствующие центрам начального и конечного сечений трубы относительно произвольной горизонтальной плоскости (геодезические отметки); g, м/с² – ускорение силы тяжести в гравитационном поле Земли, которое в гидравлических расчетах можно принимать постоянным и равным $g = 9,81$ м/с².

Величина $p^{уч}_{тр}$ соответствует перепаду давления жидкости между начальным и конечным сечениями трубы на участке, вызванному расходом энергии потока жидкости на преодоление сил трения между этим потоком и внутренней поверхностью трубопровода, а также на местные потери. Величина $\Delta z_{уч} = z^{уч}_{кон} - z^{уч}_{нач}$, м, которая может быть либо положительной, либо отрицательной, соответствует разности между геодезическими отметками начального и конечного

сечений трубы на участке. Эта величина равна нулю для горизонтально уложенных трубопроводов, а также для любых замкнутых контуров циркуляции жидкости, которые характерны для двухтрубных водяных тепловых сетей с подающими и обратными трубопроводами. Поэтому суммарный перепад давлений по всем участкам трубопроводов, образующим такой контур, равен

$$\Sigma p_{уч} = \Sigma p_{тр}^{уч} = p_{с\,нач} - p_{с\,кон}. \qquad (9.5)$$

В (9.5) $p_{с\,нач}$ и $p_{с\,кон}$ – значения давления сетевой воды в начальной и конечной точках циркуляционного контура, обычно замыкающегося в источнике теплоснабжения, причем разность давлений $p_{с\,нач} - p_{с\,кон}$ поддерживается за счет работы циркуляционных сетевых насосов.

В общем случае величина $p_{тр}^{уч}$ состоит из двух слагаемых, соответствующих линейным и местным потерям, причем линейные потери в пределах участка из труб одного внутреннего диаметра и с одинаковыми на всем протяжении расходами воды пропорциональны длине $l_{уч}$ этого участка. Второе слагаемое $\Delta p_м$ соответствует местным потерям энергии в пределах участка. Таким образом, имеем

$$\Delta p_{тр}^{уч} = \Delta p_{тр} l_{уч} + \Delta p_м. \qquad (9.6)$$

Здесь $\Delta p_{тр}$, Па/м – удельный перепад давления на трение, отнесенный к 1 м длины участка. Его величина определяется уравнением Дарси – Вейсбаха

$$\Delta p_{тр} = \lambda_{тр} \rho w_{ср}^2 / 2 d_{вн}. \qquad (9.7)$$

Подставляя вместо скорости $w_{ср}$ выражение через массовый расход жидкости G по формуле (9.3а), получаем

$$\Delta p_{тр} = \frac{8 \lambda_{тр} G^2}{\pi^2 d_{вн}^5 \rho} = 0{,}8106 \frac{\lambda_{тр} G^2}{d_{вн}^5 \rho}. \qquad (9.7а)$$

Безразмерный коэффициент $\lambda_{тр}$ носит название коэффициента гидравлического трения или гидравлического сопротивления. Определение по формулам (9.7) перепадов давления жидкости, затраченных на преодоление трения в трубах, требует предварительного определения значений $\lambda_{тр}$. Только при таких режимах, когда эти значения можно считать не зависящими от скорости $w_{ср}$, удельные перепады давления на трение оказываются пропорциональными плотности и квадрату скорости жидкости и обратно пропорциональными диаметру трубы. Как показывают теоретические соображения и экспериментальные данные, значения $\lambda_{тр}$ во многих случаях зависят от скорости или расхода жидкости, а также от ее температуры. Так, при малых скоростях и большой вязкости жидкости отдельные частицы потока движутся параллельно оси трубы, причем максимальной скоростью обладают частицы, расположенные по этой оси (ламинарное течение жидкости).

Характеристикой режима течения жидкостей, в частности критерием перехода ламинарного течения в турбулентное, является безразмерный параметр (число Рейнольдса) Re, характеризуемый соотношением

$$\mathrm{Re} = \frac{w_{ср} d_{вн}}{\nu} = \frac{w_{ср} d_{вн} \rho}{\mu}. \qquad (9.8)$$

Комбинируя формулы (9.3а) и (9.8), можно получить следующее выражение для числа Re в зависимости от массового расхода жидкости:

$$\mathrm{Re} = \frac{4G}{\pi d_{вн} \rho \nu} = \frac{1{,}2732 G}{\mu d_{вн}}. \qquad (9.9)$$

Скорости воды в трубопроводах тепловых сетей при расчетном режиме обычно находятся в интервале $w_в = 0{,}5 \div 3$ м/с, по нормам [22] и не должны превышать 3,5 м/с.

Для облегчения расчетов значений $G_в$ по формуле (9.3а) и Re по формуле (9.9) в табл. 9.3 приведены эти значения при скорости воды $w_в = 1$ м/с и ее температуре 100 °С для всего сортамента труб, применяемых в тепловых сетях.

Расчеты по формуле (9.9) показывают, что значения Re, меньшие 2000 – 2300, соответствующие ламинарному течению в трубопроводах водяных тепловых сетей, практически не встречаются. Даже при минимальном диаметре трубы $d_{вн} = 0{,}026$ м и низкой температуре воды в обратных трубопроводах $t_{с\,обр} = 30$ °С такие значения Re соответствуют ничтожной скорости течения $w_в = 0{,}06 \div 0{,}07$ м/с. Поэтому в дальнейшем рассматриваются гидравлические расчеты только для турбулентного течения.

При повышении числа Re свыше 2000 – 2300 и переходе ламинарного течения в турбулентное значения коэффициента $\lambda_{тр}$ скачкообразно возрастают с 0,028 – 0,032 до 0,038 – 0,040. При дальнейшем росте числа Re эти значения постепенно снижаются.

Особенностью турбулентного течения в трубах является влияние на значения $\lambda_{тр}$ помимо числа Re шероховатости внутренней поверхности труб, возникающей в основном за счет коррозии этой поверхности. У труб из металлов, не подверженных коррозии при воздействии на них воздуха и воды, например из латуни или нержавеющей стали, а также для стальных труб при малых числах Re влияние шероховатости на гидравличе-

ское сопротивление практически неощутимо, а потому такие трубы называются гидравлически гладкими. Зависимость коэффициента $\lambda_{тр}$ от числа Re при турбулентном течении в гидравлически гладких трубах в интервале значений $Re = 5 \cdot 10^3 \div 10^5$ выражается формулой Блазиуса

$$\lambda_{тр} = 0{,}3164/Re^{0.25}. \qquad (9.10)$$

При числах Re, больших 10^5, получаемые по формуле (9.10) значения $\lambda_{тр}$ занижены, поэтому в интервале $Re = 10^5 \div 3 \cdot 10^6$ следует пользоваться формулой Никурадзе

$$\lambda_{тр} = 0{,}0032 + \frac{0{,}221}{Re^{0.237}}. \qquad (9.10а)$$

Расчеты по формулам (9.10) показывают, что в области турбулентного течения в гидравлически гладких трубах с ростом числа Re значения $\lambda_{тр}$ снижаются с 0,0376 при $Re = 5 \cdot 10^3$ до 0,0116 при $Re = 10^6$.

Подставляя значения $\lambda_{тр}$ по формулам (9.10) в основную формулу (9.7а) и используя (9.9) для числа Re, получаем выражения для удельного перепада давления на трение в гидравлически гладких трубах:

при значениях $Re = 3 \cdot 10^3 \div 10^5$

$$\Delta p_{тр} = 0{,}241 \frac{\mu^{0.25} G^{1.75}}{\rho d_{вн}^{4.75}}, \qquad (9.11)$$

при значениях $Re = 3 \cdot 10^6 \div 10^5$

$$\Delta p_{тр} = 0{,}1942 \frac{G^{1.723}}{\rho d_{вн}^{4.723}} \left[\mu^{0.237} + 0{,}0134 \left(\frac{G}{d_{вн}} \right)^{0.273} \right]. \qquad (9.11а)$$

Коррозия стальных труб, не защищенных специальными покрытиями, нанесенными на их внутреннюю поверхность, приводит к появлению на этой поверхности неравномерной шероховатости, детальная характеристика которой неосуществима, а потому для таких труб используется понятие эквивалентной шероховатости $e_{экв}$, основанное на сопоставлении опытных значений $\Delta p_{тр}$ для труб после их длительной эксплуатации с соответствующими данными для труб с искусственно созданной равномерной шероховатостью (см. ниже). Значения коэффициента $\lambda_{тр}$ для труб с такой шероховатостью в общем случае зависят от числа Re и от безразмерного параметра $\varepsilon_ш$, называемого *относительной шероховатостью* и равного

$$\varepsilon_ш = e_ш / d_{вн}. \qquad (9.12)$$

Здесь $e_ш$, м – высота бугорков, при искусственной шероховатости равная диаметру песчинок, закрепленных лаком на поверхности трубы (зернистая шероховатость). Эта зависимость коэффициента $\lambda_{тр}$ от относительной шероховатости проявляется лишь при больших числах Re и полностью отсутствует при ламинарном течении, а также при турбулентном с малыми числами Re, причем влияние относительной шероховатости $\varepsilon_ш$ проявляется тем раньше, чем ее значения больше. При больших значениях $\varepsilon_ш$ это влияние наблюдается при переходе ламинарного течения в турбулентное.

При турбулентном течении с малыми значениями $\varepsilon_ш$ имеется интервал чисел Re, в пределах которого значения коэффициента $\lambda_{тр}$ зависят только от числа Re, но не от шероховатости труб, а потому такие трубы можно отнести к категории гидравлически гладких и использовать при их расчетах приведенные выше формулы (9.10) и (9.11). Вместе с тем опытами установлено, что для шероховатых труб с ростом числа Re наступает предел, после превышения которого значения удельного перепада давления на трение $\Delta p_{тр}$ практически перестают зависеть от числа Re и определяются только относительной шероховатостью $\varepsilon_ш$. Эти предельные значения числа $Re_{пр}$ тем ниже, чем больше относительная шероховатость труб $\varepsilon_ш$. В связи с этим в области больших чисел Re удельный перепад давления на трение $\Delta p_{тр}$ в соответствии с формулой (9.7) становится пропорциональным квадрату массового расхода жидкости, поэтому область чисел Re, превышающих предельные значения $Re_{пр}$, часто называется областью квадратичного закона гидравлического сопротивления.

При обработке опытных данных по значениям $\lambda_{тр}$ в области квадратичного закона сопротивления используются теоретические исследования Прандтля по турбулентному течению в шероховатых трубах, в соответствии с которыми зависимость значений $\lambda_{тр}$ от относительной шероховатости $\varepsilon_ш$ в этой области имеет вид [114]

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda_{тр}}} = A \lg \frac{1}{\varepsilon_ш} + B. \qquad (9.13)$$

Наилучшее соответствие между полученными в опытах Никурадзе значениями $\lambda_{тр}$ для турбулентного течения в трубах с искусственной шероховатостью и рассчитанными по формуле (9.13) достигается, если принять $A = 2$ и $B = 1{,}14$. При этом получается следующая формула Никурадзе:

$$\lambda_{тр} = \frac{1}{\left(1{,}14 + 2 \lg \frac{1}{\varepsilon_ш} \right)^2} = \frac{1}{\left(2 \lg \frac{3{,}715}{\varepsilon_ш} \right)^2}. \qquad (9.13а)$$

Таблица 9.4. **Гидравлический коэффициент трения для шероховатых труб в области квадратичного закона сопротивления по формуле Никурадзе**

Параметр шероховатости $\varepsilon_ш$	0,03333 $\left(\frac{1}{30}\right)$	0,02857 $\left(\frac{1}{35}\right)$	0,02500 $\left(\frac{1}{40}\right)$	0,02222 $\left(\frac{1}{45}\right)$	0,02000 $\left(\frac{1}{50}\right)$	0,01667 $\left(\frac{1}{60}\right)$
Гидравлический коэффициент трения $\lambda_{тр}$	0,05966	0,05594	0,05299	0,05058	0,04856	0,04534
Параметр шероховатости $\varepsilon_ш$	0,01429 $\left(\frac{1}{70}\right)$	0,01250 $\left(\frac{1}{80}\right)$	0,01111 $\left(\frac{1}{90}\right)$	0,01000 $\left(\frac{1}{100}\right)$	0,00833 $\left(\frac{1}{120}\right)$	0,00714 $\left(\frac{1}{140}\right)$
Гидравлический коэффициент трения $\lambda_{тр}$	0,04286	0,04088	0,03924	0,03785	0,3562	0,03389
Параметр шероховатости $\varepsilon_ш$	0,00625 $\left(\frac{1}{160}\right)$	0,00556 $\left(\frac{1}{180}\right)$	0,00500 $\left(\frac{1}{200}\right)$	0,00400 $\left(\frac{1}{250}\right)$	0,00333 $\left(\frac{1}{300}\right)$	0,00286 $\left(\frac{1}{350}\right)$
Гидравлический коэффициент трения $\lambda_{тр}$	0,03248	0,03132	0,03033	0,02838	0,02693	0,02578
Параметр шероховатости $\varepsilon_ш$	0,00250 $\left(\frac{1}{400}\right)$	0,00222 $\left(\frac{1}{450}\right)$	0,00200 $\left(\frac{1}{500}\right)$	0,00167 $\left(\frac{1}{600}\right)$	0,00143 $\left(\frac{1}{700}\right)$	0,00125 $\left(\frac{1}{800}\right)$
Гидравлический коэффициент трения $\lambda_{тр}$	0,02485	0,02406	0,02339	0,02230	0,02144	0,02073
Параметр шероховатости $\varepsilon_ш$	0,00111 $\left(\frac{1}{900}\right)$	0,00100 $\left(\frac{1}{1000}\right)$	0,00083 $\left(\frac{1}{1200}\right)$	0,00071 $\left(\frac{1}{1400}\right)$	0,00062 $\left(\frac{1}{1600}\right)$	0,00056 $\left(\frac{1}{1800}\right)$
Гидравлический коэффициент трения $\lambda_{тр}$	0,02013	0,01962	0,01877	0,01810	0,01755	0,01709
Параметр шероховатости $\varepsilon_ш$	0,00050 $\left(\frac{1}{2000}\right)$	0,00040 $\left(\frac{1}{2500}\right)$	0,00033 $\left(\frac{1}{3000}\right)$	0,00029 $\left(\frac{1}{3500}\right)$	0,00025 $\left(\frac{1}{4000}\right)$	0,00022 $\left(\frac{1}{4500}\right)$
Гидравлический коэффициент трения $\lambda_{тр}$	0,01668	0,01588	0,01526	0,01477	0,01436	0,01402
Параметр шероховатости $\varepsilon_ш$	0,00020 $\left(\frac{1}{5000}\right)$	0,00017 $\left(\frac{1}{6000}\right)$	0,00014 $\left(\frac{1}{7000}\right)$	0,00012 $\left(\frac{1}{8000}\right)$	0,00011 $\left(\frac{1}{9000}\right)$	0,00010 $\left(\frac{1}{10000}\right)$
Гидравлический коэффициент $\lambda_{тр}$	0,01372	0,01322	0,01283	0,01244	0,01221	0,01200

Примечание. Значения $\lambda_{тр}$ подсчитаны по формуле (9.13а).

Формула (9.13а) получила экспериментальное обоснование опытами Никурадзе только в интервале значений $\varepsilon_ш = 0{,}001 \div 0{,}0333$. Исходя из теории турбулентного течения, разработанной Прандтлем, формулу можно распространить также на значения параметра $\varepsilon_ш$, меньшие 0,001. Вместе с тем применение формулы (9.13а) при значениях $\varepsilon_ш$, превышающих 0,0333, является необоснованным.

Значения коэффициента $\lambda_{тр}$ в области квадратичного закона сопротивления, рассчитанные по формуле (9.13а) для интервала значений параметра шероховатости $\varepsilon_ш$ от 0,0333 до 0,0001, приведены в табл. 9.4. Как видно из нее, при сокращении относительной шероховатости $\varepsilon_ш$ значения $\lambda_{тр}$ снижаются сначала быстро, а затем все медленнее. В частности, при $\varepsilon_ш = 0{,}025$ имеем $\lambda_{тр} = 0{,}053$, а при $\varepsilon_ш = 0{,}0001$ $\lambda_{тр} = 0{,}012$.

Используя формулу (9.13а), уравнение (9.7а) для удельного перепада давления на трение в трубах при квадратичном законе сопротивления можно представить в следующем виде:

$$\Delta p_{тр} = \frac{0{,}2026 G^2}{\rho d_{вн}^5 \left(\lg \frac{3{,}715 d_{вн}}{e_ш}\right)^2}. \qquad (9.14)$$

Из этой формулы для массового расхода жидкости G при известных значениях внутреннего диаметра $d_{вн}$ и шероховатости трубы $l_ш$, а также удельного перепада давления на трение $\Delta p_{тр}$ получается выражение

$$G = 2{,}221\,(\rho\Delta p_{тр})^{0.5} d_{вн}^{2.5} \lg \frac{3{,}715 d_{вн}}{e_ш}. \qquad (9\ 14а)$$

Вместе с тем определение исходя из формулы (9.14) внутреннего диаметра трубы $d_{вн}$ при заданных значениях G, $\Delta p_{тр}$ и $e_ш$ требует применения способа последовательных приближений. Поэтому представляют интерес приближенные степенные формулы для определения значений $\lambda_{тр}$ в области квадратичного закона сопротивления. Наиболее удачная из таких формул предложена Б. Л. Шифринсоном:

$$\lambda_{тр} = 0{,}11\varepsilon_ш^{0,25} = 0{,}11\left(\frac{e_ш}{d_{вн}}\right)^{0,25}. \qquad (9.15)$$

Сопоставление значений $\lambda_{тр}$ по формулам (9.13а) и (9.15) показывает, что использование последней в интервале значений параметра $\varepsilon_ш = 0{,}0004 \div 0{,}0030$ связано с погрешностью не более $\pm 2\,\%$. При больших значениях параметра $e_ш$ наблюдается быстрое возрастание погрешности приближенной формулы (9.15), которая составляет $-11\,\%$ при $e_ш = 0{,}010$, а потому при значениях $e_ш$, больших 0,005, ею пользоваться нельзя.

Объединяя основную формулу (9.7а) с приближенной (9.15), получаем

$$\Delta p_{тр} = \frac{0{,}08916 G^2 e_ш^{0,25}}{\rho d_{вн}^{5,25}}. \qquad (9\ 15а)$$

Приближенная формула для определения внутреннего диаметра трубы $d_{вн}$ по заданным значениям G, $\Delta p_{тр}$ и $e_ш$ такова:

$$d_{вн} = 0{,}631\,\frac{G^{0,381} e_ш^{0,0476}}{(\rho\Delta p_{тр})^{0,1905}}. \qquad (9.16)$$

Аналогично для определения массового расхода G по заданным значениям $d_{вн}$, $e_ш$ и $\Delta p_{тр}$ получаем

$$G = 3{,}348\,\frac{(\rho\Delta p_{тр})^{0\ 5} d_{вн}^{2{,}625}}{e_ш^{0\ 25}} \qquad (9.16а)$$

Упрощение гидравлических расчетов труб в области квадратичного закона сопротивления достигается за счет введения параметра удельного гидравлического сопротивления $S_{уд}$ трубы, соответствующего удельному перепаду давления $\Delta p_{тр}$ в ней при массовом расходе жидкости G, равном 1 кг/с:

$$S_{уд} = \Delta p_{тр}/G^2; \qquad (9.17)$$

$$\Delta p_{тр} = S_{уд} G^2. \qquad (9.17а)$$

Размерность удельного гидравлического сопротивления $Па \cdot с^2/(м \cdot кг^2)$ или $1/(м^2 \cdot кг)$. По формулам (9.14) и (9 15а) значения $S_{уд}$ в области квадратичного закона сопротивления определяются только внутренним диаметром и шероховатостью труб, а также плотностью жидкости, а именно:

$$S_{уд} = \frac{0{,}2026}{\rho d_{вн}^2 \left(\lg \dfrac{3{,}715 d_{вн}}{e_ш}\right)^2}, \qquad (9.18)$$

то же в соответствии с приближенной формулой (9.15):

$$S_{уд} = \frac{0{,}08916 e_ш^{0,25}}{\rho d_{вн}^{5,25}}. \qquad (9.18а)$$

Исследования по гидравлическому сопротивлению стальных труб с естественной шероховатостью, проведенные Кольбруком и Уайтом, Г. А. Муриным и Ф. А. Шевелевым, показали, что в областях гидравлически гладких труб и квадратичного закона сопротивления для стальных труб в целом сохраняются те же закономерности, что и для труб с искусственной шероховатостью.

Вместе с тем между этими двумя областями имеется промежуточная область, в пределах которой коэффициент гидравлического трения $\lambda_{тр}$ зависит как от числа Re, так и от параметра шероховатости $\varepsilon_ш$. Для стальных труб с естественной шероховатостью, начиная с определенного числа $Re_{пр}$, значения коэффициента грения $\lambda_{тр}$, по-прежнему превышающие соответствующие гидравлически гладким трубам при том же числе Re, непрерывно снижаются, асимптотически приближаясь к соответствующим квадратичному закону сопротивления

Наличие общих закономерностей для любых шероховатых труб, в том числе стальных, позволяет базировать их гидравлические расчеты на специальном параметре, называемом эквивалентной шероховатостью $e_{экв}$. Под эквивалентной шероховатостью подразумевается шероховатость стальных, а также других шероховатых труб, соответствующая значению $\lambda_{тр}$ по формуле (9.13а) для труб того же диаметра с искусственной шероховатостью в области квадратичного закона сопротивления. Значения такой шероховатости для любых труб определенного внутреннего диаметра $d_{вн}$ могут быть подсчитаны исходя из замеренных в области квадратичного закона сопротивления удельных перепадов давления в трубах $\Delta p_{тр}$ при известных значениях массового расхода $G_в$ и плотности $\rho_в$. При этом, вводя параметр относительной эквивалентной шероховатости $\varepsilon_{экв} = e_{экв}/d_{вн}$ и используя формулы (9.7а), (9.13а), получаем

$$\lambda_{тр} = \frac{1{,}234\rho_в \Delta p_{тр} d_{вн}^5}{G_в^2} = \frac{1}{\left(2\lg\dfrac{3{,}715}{\varepsilon_{экв}}\right)^2}. \quad (9.19)$$

Отсюда

$$e_{экв} = \varepsilon_{экв} d_{вн} = 3{,}715 d_{вн} \cdot 10^{-\frac{1}{2\sqrt{\lambda_{тр}}}} =$$

$$= 3{,}715 d_{вн} \cdot 10^{-\frac{0{,}45 G_в}{(\rho \Delta p_{тр})^{0.5} d_{вн}^{2{,}625}}}. \quad (9.20)$$

Полученные значения эквивалентной шероховатости стальных труб по порядку близки к усредненным фактическим значениям шероховатости, но могут несколько превышать их (примерно на 30 % по данным [114]). Надежность и точность полученных при этом значений $e_{экв}$ могут быть обеспечены только при гидравлических испытаниях труб в лабораторных условиях.

Гидравлические испытания отдельных участков трубопроводов тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, не могут обеспечить высокой точности измерений. Кроме того, полученные таким путем значения удельных перепадов давления $\Delta p_{тр}$ отражают влияние множества факторов помимо собственно шероховатости труб, а именно отклонений от области квадратичного закона сопротивления, наличия местных сопротивлений в пределах испытанных участков, засорения труб и т. д.

В трубопроводах горячего водоснабжения от тепловых пунктов при закрытой системе и отсутствии необходимой обработки подогреваемой воды возможно также образование на внутренней поверхности труб плотных отложений солей. Такие отложения приводят не к увеличению шероховатости труб, а к сокращению их поперечного сечения в свету и к увеличению перепадов давления на трение. Такое сокращение согласно нормам [19] подлежит учету в гидравлических расчетах трубопроводов горячего водоснабжения, для которых в этих нормах приведена специальная номограмма.

Согласно приведенным в [109, 114] данным эквивалентная шероховатость стальных труб $e_{экв}$, м, находится в следующих интервалах:

для новых чистых: бесшовных труб	0,00001 – 0,00002
сварных труб	0,00003 – 0,00010
оцинкованных труб	0,0001 – 0,0002
для бесшовных и сварных труб с незначительной коррозией после нескольких лет эксплуатации	0,0001 – 0,0003
то же для оцинкованных труб	0,0004 – 0,0007
для бесшовных и сварных труб:	
при умеренной коррозии	0,0003 – 0,0007
после длительной эксплуатации	0,0008 – 0,0015
при сильной коррозии	0,002 – 0,004

По нормам [22] в гидравлических расчетах рекомендуется принимать $e_{экв} = 0{,}0005$ м для всех водяных тепловых сетей, кроме сетей горячего водоснабжения, для которых это значение увеличено до $e_{экв} = 0{,}001$ м. Исходя из этих указаний, в дальнейшем значение $e_{экв} = 0{,}0005$ м принято в качестве нормированного. Соответствующие значения относительной шероховатости составляют

$$\varepsilon_{экв}^{норм} = \frac{0{,}0005}{d_{вн}} = \frac{1}{2000 d_{вн}}. \quad (9.21)$$

При подстановке нормированного значения относительной шероховатости $\varepsilon_{экв}^{норм}$ приведенная выше формула (9.13а) для коэффициента гидравлического трения $\lambda_{тр}$ в области квадратичного закона сопротивления принимает следующий вид:

$$\lambda_{тр}^{норм} = \frac{1}{(7{,}742 + 2\lg d_{вн})^2} = \frac{1}{(2\lg 7430 d_{вн})^2}. \quad (9.22)$$

Расчеты по формуле (9.22) показывают, что при переходе от минимального внутреннего диаметра трубы $d_{вн} = 0{,}026$ м к максимальному $d_{вн} = 1{,}40$ м соответствующие нормированной эквивалентной шероховатости $e_{экв}^{норм} = 0{,}0005$ м значения $\lambda_{тр}^{норм}$ снижаются с 0,0478 до 0,0155. В соответствии с формулами (9.7а) и (9.22) для перепада давления на трение в области квадратичного закона сопротивления $\Delta p_{тр}$ при нормированной шероховатости $e_{экв}^{норм} = 0{,}0005$ м для труб водяных тепловых сетей получаем выражение

$$\Delta p_{тр}^{норм} = \frac{0{,}2026 G_в^2}{\rho_в d_{вн}^5 (\lg 7430 d_{вн})^2}. \quad (9.23)$$

Соответствующая формула для определения массового расхода воды такова:

$$G_в = 2{,}221 (\rho_в \Delta p_{тр}^{норм})^{0.5} d_{вн}^{2{,}5} (3{,}87 + \lg d_{вн}). \quad (9.24)$$

Использование приближенной формулы (9.15) взамен точной (9.13а) приводит к следующим выражениям:

$$\Delta p_{тр}^{норм} = \frac{0{,}01333 G_в^2}{\rho_в d_{вн}^{5{,}25}}; \quad (9.25)$$

$$G_в = 8{,}661 (\rho_в \Delta p_{тр}^{норм})^{0.5} d_{вн}^{2{,}625}. \quad (9.25а)$$

При значениях диаметров труб $d_{вн}$ менее 0,17 м применение приближенных формул (9.25) и (9.25а) из-за неточности исходной формулы (9.15) связано с существенными погрешностями, а потому не рекомендуется.

Формула (9.18) для удельного гидравлического сопротивления $S_{уд}$ при подстановке значения $e_{экв}^{норм} = 0{,}0005$ м принимает вид

$$S_{уд}^{норм} = \frac{0{,}2026}{\rho_в d_{вн}^5 (\lg 7430 d_{вн})^2}. \qquad (9.26)$$

Приближенная формула (9.16) для определения внутреннего диаметра трубы $d_{вн}$ по известным значениям $G_в$, $\Delta p_{тр}$ и $\rho_в$ при нормированной шероховатости $e_{экв}^{норм} = 0{,}0005$ м упрощается следующим образом:

$$d_{вн} = \frac{0{,}439 G_в^{0{,}381}}{(\rho_в \Delta p_{тр}^{норм})^{0{,}1905}}. \qquad (9.27)$$

При отклонениях принятого значения эквивалентной шероховатости от нормированного $e_{экв}^{норм} = 0{,}0005$ м в области квадратичного закона сопротивления возможно использование поправочного коэффициента $\beta_\lambda^{кв}$, вводимого прежде всего на значения $\lambda_{тр}^{норм}$ коэффициента гидравлического трения. Для такого поправочного коэффициента в соответствии с формулами (9.13а) и (9.22) получается выражение

$$\beta_\lambda^{кв} = \frac{\lambda_{тр}}{\lambda_{тр}^{норм}} = \left(\frac{\lg 7430 d_{вн}}{\lg \dfrac{3{,}715 d_{вн}}{e_{экв}}} \right)^2. \qquad (9.28)$$

Если же при этом исходить из приближенной формулы (9.15), то соответственно имеем

$$\beta_\lambda^{кв} = \frac{\lambda_{тр}}{\lambda_{тр}^{норм}} = 6{,}687 e_{экв}^{0{,}25}. \qquad (9.28а)$$

Таким образом, значения $\beta_\lambda^{кв}$ по приближенной формуле (9.28а) определяются только эквивалентной шероховатостью $e_{экв}$ и не зависят от диаметра трубы, в то время как по более точной формуле (9.28) такая зависимость имеется. Расчеты показывают, что значения $\beta_\lambda^{кв}$ по формуле (9.28а) близко соответствуют более точным по формуле (9.28) при диаметрах труб $d_{вн} = 0{,}2 \div 0{,}4$ м, если эти значения меньше единицы, и при диаметрах труб $d_{вн} = 0{,}4 \div 0{,}8$ м, если значения $\beta_\lambda^{кв}$ больше единицы. Такие результаты позволяют обойтись сокращенной табл. 9.5, в которой для нескольких близких значений внутренних диаметров труб приведены единые значения поправочного коэффициента $\beta_\lambda^{кв}$ по формуле (9.28).

В табл. 9.5 включены общие для всех диаметров труб значения $\beta_\lambda^{кв}$ по приближенной формуле (9.28а). Охваченные табл. 9.5 значения эквивалентной шероховатости $e_{экв}$ находятся в интервале 0,0001 – 0,003 м.

Приведенные в справочных пособиях [105] таблицы значений коэффициента гидравлического трения $\lambda_{тр}$ или поправочного коэффициента $\beta_\lambda^{кв}$ для труб различных диаметров, соответствующие значениям $e_{экв}$ до 0,007 м, а при диаметрах труб более 0,125 м даже $e_{экв} = 0{,}050$ м по формуле (9.20), лишены всякого обоснования. Если при обработке результатов гидравлических испытаний по участкам тепловых сетей по формуле (9.20) иногда получаются значения $e_{экв}$, превышающие 0,003 – 0,004 м, а при

Таблица 9.5. **Поправочные коэффициенты $\beta_\lambda^{кв}$ к значениям коэффициента трения $\lambda_{тр}^{норм}$ при нормированной шероховатости труб $e_{экв}^{норм} = 0{,}0005$ м в области квадратичного закона сопротивления**

Значения эквивалентной шероховатости труб $e_{экв}$, м	Внутренние диаметры труб $d_{вн}$, м, по формуле (9.28) в интервалах									Значения по приближенной формуле (9.28а) для всех диаметров труб
	0,026 – 0,034	0,039 – 0,051	0,070 – 0,083	0,100 – 0,126	0,150 – 0,184	0,207 – 0,263	0,309 – 0,367	0,408 – 0,706	0,796 – 1,400	
0,0001	0,59	0,61	0,63	0,64	0,66	0,68	0,69	0,70	0,71	0,669
0,0002	0,73	0,75	0,76	0,77	0,78	0,79	0,80	0,81	0,82	0,795
0,0003	0,83	0,84	0,85	0,86	0,87	0,88	0,88	0,89	0,89	0,890
0,0004	0,92	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94	0,94	0,95	0,95	0,946
0,0005	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0,0006	1,07	1,07	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,047
0,0008	1,20	1,18	1,17	1,16	1,15	1,14	1,13	1,12	1,11	1,125
0,0010	1,32	1,29	1,27	1,25	1,23	1,22	1,21	1,19	1,17	1,189
0,0012	–	1,39	1,35	1,33	1,30	1,28	1,27	1,25	1,23	1,244
0,0014	–	1,48	1,43	1,39	1,37	1,35	1,33	1,30	1,28	1,293
0,0018	–	–	1,57	1,53	1,49	1,46	1,43	1,40	1,37	1,378
0,0022	–	–	1,71	1,65	1,60	1,56	1,53	1,49	1,44	1,447
0,0026	–	–	1,81	1,76	1,70	1,65	1,61	1,56	1,51	1,510
0,0030	–	–	–	1,86	1,79	1,74	1,69	1,63	1,58	1,565

диаметрах труб до 0,05 м – превышающие 0,001 0,002 м, то это свидетельствует не о наличии соответствующей шероховатости, а о неучтенном влиянии других факторов. Исходя из этого в табл. 9.5 не включены значения $\beta_j^{кв}$, соответствующие значениям $e_{экв}$ более 0,0010 м при внутренних диаметрах труб до 0,034 м, а также значениях более 0,0015 м при диаметрах 0,039 – 0,051 м.

Наиболее сложными являются гидравлические расчеты стальных трубопроводов в области, переходной между соответствующей гидравлически гладким трубам и квадратичному закону сопротивления. При обработке экспериментальных данных в переходной области за основу принимаются выводы из теории турбулентного течения, разработанной Прандтлем и уточненной применительно к переходной области А. Д. Альтшулем [114], согласно которым для характеристики зависимости $\lambda_{тр}$ в этой области от параметров Re и $\varepsilon_{ш}$ используется соотношение

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda_{тр}}} = A \lg \mathrm{Re} \sqrt{\lambda_{тр}} + B \lg \frac{1}{\varepsilon_{ш}} + C. \qquad (9.29)$$

При этом коэффициенты A, B и C подбираются таким образом, чтобы по мере снижения параметра $\varepsilon_{ш}$ результаты расчетов по формуле (9.29) асимптотически приближались к таковым по формуле Прандтля для гидравлически гладких труб, а по мере возрастания этого параметра они также асимптотически приближались к соответствующей формуле (9.13) для области квадратичного закона сопротивления. Из таких формул наиболее удачной оказалась следующая, предложенная Кольбруком и получившая теоретическое обоснование в работах А. Д. Альтшуля:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda_{тр}}} = -2 \lg \left(\frac{2{,}51}{\mathrm{Re} \sqrt{\lambda_{тр}}} + \frac{\varepsilon_{экв}}{3{,}7} \right) \qquad (9.29а)$$

Для определения значений коэффициента $\lambda_{тр}$ по известным параметрам Re и $\lambda_{тр}$, пользуясь формулой (9.29а), следует применять способ последовательных приближений. В связи с неудобством такого способа А. Д. Альтшулем предложена приближенная формула, позволяющая непосредственно определять значения $\lambda_{тр}$:

$$\lambda_{тр} = 0{,}11 \left(\varepsilon_{экв} + \frac{68}{\mathrm{Re}} \right)^{0{,}25}. \qquad (9.30)$$

При малых значениях $\varepsilon_{экв}$ формула (9.30) асимптотически переходит в формулу (9.10) для гидравлически гладких труб, а при больших значениях Re – в приближенную формулу (9.15) для области квадратичного закона сопротивления. Эти особенности формулы (9.30) несколько ограничивают область ее применения, поскольку приближенная формула (9.15) приводит к результатам, близким к точной формуле (9.13а), лишь в интервале значений $\varepsilon_{ш} = 0{,}0004 \div 0{,}0030$, которому при нормированной эквивалентной шероховатости $e_{экв}^{норм} = 0{,}0005$ м соответствуют внутренние диаметры труб в пределах 0,17 – 1,25 м.

При значениях $\varepsilon_{экв}$, превышающих 0,003, формула (9.30), как и формула (9.15), приводит к существенно заниженным значениям коэффициента $\lambda_{тр}$ и потому в этой области следует пользоваться более точной формулой (9.29а). При значениях $\varepsilon_{экв}$, превышающих 0,033, все эти формулы становятся неприменимыми.

Для гидравлических расчетов трубопроводов в переходной области существенным является определение граничных значений параметров Re и $\varepsilon_{экв}$, при которых эта область должна стыковаться, с одной стороны, с областью гидравлически гладких труб, а с другой – с областью квадратичного закона сопротивления. Поскольку структура приведенных выше формул для переходной области основана на асимптотическом переходе к соответствующим формулам для значений $\lambda_{тр}$ в соседних областях, более правильно вместо переходных значений Re и $\varepsilon_{ш}$ рассматривать переходные зоны между областями, в пределах которых определение значений $\lambda_{тр}$ по формулам для двух соседних областей приводит к примерно одинаковым результатам. Практически в этих зонах можно выделить предельные значения параметров Re и $\varepsilon_{экв}$, если задаться относительным расхождением значений $\lambda_{тр}$, подсчитанных по формулам для двух соседних областей. Так, например, границу между областями гидравлически гладких труб и переходной можно определить как соответствующую заданной величине отношения

$$\lambda_{тр}^{пер} / \lambda_{тр}^{гл} = 1 + \Delta_{тр}^{гл}. \qquad (9.31)$$

Здесь $\lambda_{тр}^{пер}$ и $\lambda_{тр}^{гл}$ – значения $\lambda_{тр}$, подсчитанные по формулам соответственно для переходной области и гидравлически гладких труб при одних и тех же значениях Re и $\varepsilon_{экв}$, а $\Delta_{тр}^{гл}$ – относительная погрешность, допускаемая в расчетах по определению значений $\lambda_{тр}$. Аналогично граничные значения параметров Re и $\varepsilon_{экв}$ между переходной областью и областью квадратичного закона сопротивления можно охарактеризовать соотношением

$$\lambda_{тр}^{пер} / \lambda_{тр}^{кв} = 1 + \Delta_{тр}^{кв}. \qquad (9.31а)$$

Для обеспечения некоторого запаса в расчетах значения $\Delta_{тр}^{гл}$ и $\Delta_{тр}^{кв}$ целесообразно

принимать положительными и находящимися в интервале 0,01 – 0,02. Пользуясь соотношениями (9.31) и приближенной формулой (9.30), можно получить формулу для подсчета значений произведения параметров Re и $\varepsilon_{экв}$, соответствующих границе между областями гидравлически гладких труб и переходной:

$$Re^{гл}_{пер}\varepsilon^{пер}_{экв} = 68\left[(1 + \Delta^{гл}_{тр})^4 - 1\right] \qquad (9.32)$$

Для границы между переходной областью и областью квадратичного закона сопротивления тем же способом получаем

$$Re^{кв}_{пер}\varepsilon^{пер}_{экв} = \frac{68}{(1 + \Delta^{кв}_{тр})^4 - 1} \qquad (9.32а)$$

В формулах (9.32) фигурирует произведение параметров Re и $\varepsilon_{экв}$, которое можно рассматривать как комплексный параметр

$$Re\varepsilon_{экв} = \frac{w_{ср}e_{экв}}{\nu}. \qquad (9.33)$$

Если принять для коэффициентов $\Delta^{гл}_{тр}$ и $\Delta^{кв}_{тр}$ одно и то же значение 0,02, то получим $Re^{гл}_{пер}\varepsilon^{пер}_{экв} = 5{,}60$ и $Re^{кв}_{пер}\varepsilon^{пер}_{экв} = 824$.

В нормах [22] рекомендуется определять значения $\lambda_{тр}$ по формулам (9.13а) в области квадратичного закона сопротивления и (9.29а) в переходной области, причем для последней допускается также применение приближенной формулы (9.30).

В качестве граничного между этими двумя областями оговорено значение параметра $Re^{кв}_{пер}\varepsilon^{пер}_{экв} = 560$, примерно соответствующее формуле (9.32а) при $\Delta^{кв}_{тр} = 0{,}03$. Использование формул для гидравлически гладких труб нормами [22] не предусматривается. Для границы между областями гидравлически гладких труб и переходной А. Д. Альтшулем [114] рекомендуется значение $Re^{гл}_{пер}\varepsilon^{пер}_{экв} = 10$, что примерно соответствует значению $\Delta^{гл}_{тр} = 0{,}033$.

Анализ формулы (9.33) показывает, что скорость воды $w_в$, соответствующая заданному значению параметра $Re\varepsilon_{экв}$, не зависит от диаметра трубы и определяется только ее эквивалентной шероховатостью и вязкостью воды, а именно:

$$w_в = Re\varepsilon_{экв}\nu_в / e_{экв} \qquad (9.34)$$

В частности, для граничного значения $Re^{кв}_{пер}\varepsilon^{пер}_{экв} = 824$, соответствующего переходу в квадратичную область сопротивления, полученные по формуле (9.34) граничные значения скорости воды $w^{гр}_в$ при $e^{норм}_{экв} = 0{,}0005$ м составляют 0,48 м/с при температуре воды 100 °С и 1,32 м/с при 30 °С. Такие скорости являются обычными в водяных тепловых сетях, и потому значительная часть гидравлических режимов этих сетей соответствует переходной области. Остальные режимы сетей попадают в область квадратичного закона сопротивления. Значения $Re^{кв}_{пер}$, соответствующие параметру $Re^{кв}_{пер}\varepsilon^{пер}_{экв} = 824$ при эквивалентной шероховатости $e^{норм}_{экв} = 0{,}0005$ м, могут быть подсчитаны по формуле

$$(Re^{кв}_{пер})_{норм} = 1{,}65 \cdot 10^6 d_{вн}. \qquad (9.34а)$$

Большой объем и сложность гидравлических расчетов по точным формулам, требующих применения способа последовательных приближений, оправдывают разработку подробных таблиц, позволяющих облегчить эти расчеты и использовать такие таблицы для решения основных задач гидравлического расчета определения значений $\Delta p_{тр}$ по заданным значениям $G_в$ и $d_{вн}$ и определения значений $G_в$ по заданным значениям $\Delta p_{тр}$ и $d_{вн}$.

Что касается третьей задачи, а именно определения необходимого диаметра трубы $d_{вн}$ по известным значениям $G_в$ и $\Delta p_{тр}$, то для ее решения требуется, как правило, привлечение технико-экономических соображений.

Согласно нормам [22] при проектировании тепловых сетей удельные перепады давления на трение $\Delta p_{тр}$ должны выбираться на основе технико-экономических расчетов, так как при заданных расчетных расходах воды для каждого участка сетей в принципе может быть выбрано несколько диаметров труб, соответствующих разным удельным перепадам давления на трение $\Delta p_{тр}$ в пределах данного участка. В практике проектирования выбор оптимального варианта осуществляется сравнением нескольких вариантов, различающихся принятыми диаметрами труб, т. е. с повторением гидравлического расчета. Поэтому составление детальных таблиц значений $\Delta p_{тр}$ для всех диаметров труб по их сортаменту (см. табл. 9.3) позволяет сократить объем технико-экономических расчетов. Детальные таблицы для гидравлического расчета водяных тепловых сетей по формулам (9.22) для значений $\lambda_{тр}$ в области квадратичного закона сопротивления и (9.29а) для переходной области применительно к нормированной эквивалентной шероховатости $e^{норм}_{экв} = 0{,}0005$ м и принятой за базовую температуре воды $t^{баз}_в = 100$ °С составлены ГЭП и в значительной части воспроизведены в табл. 9.6.

В целях сокращения объема табл. 9.6 область охваченных в ней значений $\Delta p_{тр}$ ограничена интервалом примерно от 5 до 500 Па/м. Для предварительной оценки подлежащих рассмотрению при расчетах диаметров труб в табл. 9.7 приведены значения массовых расходов воды $G_в$ (про-

Таблица 9.6. **Удельные перепады давления $\Delta p_{тр}$, Па/м, в стальных трубах внутренних диаметров по табл. 9.3 при нормированной шероховатости $e_{экв}^{норм} = 0{,}0005$ м и различных массовых расходах воды с температурой 100 °С**

Массовые расходы воды $G_в$, кг/с	Условный проход труб $D_у$, мм						
	25		32		40		50
	Внутренний диаметр труб $d_{вн}$, м						
	0,026	0,028	0,032	0,034	0,039	0,041	0,051
0,05	7,94	5,44	—	—	—	—	—
0,06	11,3	7,73	—	—	—	—	—
0,07	15,2	10,4	5,26	3,97	—	—	—
0,08	19,8	13,5	6,81	5,00	—	—	—
0,09	24,9	17,0	8,55	6,27	—	—	—
0,10	30,6	20,8	10,5	7,69	—	—	—
0,12	43,7	29,8	15,0	10,9	5,42	4,20	—
0,14	59,1	40,3	20,2	14,8	7,30	5,65	—
0,16	77,0	52,4	26,2	19,2	9,46	7,32	—
0,18	110	66,0	33,1	24,2	11,9	9,20	—
0,20	136	91,5	40,7	29,7	14,6	11,3	—
0,22	165	111	49,0	36,8	17,6	13,6	—
0,24	196	132	58,2	42,6	20,9	16,1	5,25
0,26	230	155	75,5	49,8	24,4	18,9	6,13
0,28	267	179	87,5	57,6	28,3	21,8	7,08
0,30	307	206	100	72,6	32,4	25,0	8,09
0,32	349	234	114	82,6	36,8	28,4	9,18
0,34	394	264	129	93,2	41,4	32,0	10,3
0,36	442	296	145	105	46,3	35,8	11,6
0,38	492	330	161	116	55,8	39,8	12,8
0,40	545	366	179	129	61,8	44,0	14,2
0,45	—	463	226	163	78,3	59,9	17,9
0,50	—	572	279	202	96,7	74,0	22,0
0,55	—	—	338	244	117	89,5	26,5
0,60	—	—	402	390	139	107	31,5
0,65	—	—	—	—	163	125	39,0
0,70	—	—	—	—	190	145	45,2
0,75	—	—	—	—	218	166	51,8
0,80	—	—	—	—	247	189	59,0
0,85	—	—	—	—	279	214	66,6
0,90	—		—	—	313	240	74,7
0,95	—	—	—	—	349	267	83,2
1,0	—	—	—	—	387	296	92,2
1,2	—	—	—	—	557	426	133
1,4	—	—	—	—	—	—	181
1,6	—	—	—	—	—	—	236
1,8	—	—	—	—	—	—	299
2,0	—	—	—	—	—	—	369
2,2	—	—	—	—	—	—	446
2,4	—	—	—	—	—	—	531

Таблица 9.6а **Удельные перепады давления $p^{тр}$, Па/м, в стальных трубах внутренних диаметров по табл. 9.3 при нормированной шероховатости $e_{экв}^{норм} = 0{,}0005$ м и различных массовых расходах воды с температурой 100 °С**

Массовые расходы воды $G_в$, кг/с	Условный проход труб $D_у$, мм					
	65	80	100	125	150	175
	Внутренний диаметр труб $d_{вн}$, м					
	0,070	0,082	0,100	0,125	0,150	0,184
0,50	4,29	—	—	—	—	—
0,60	6,12	—	—	—	—	—
0,70	8,27	—	—	—	—	—
0,80	10,7	—	—	—	—	—
0,90	13,5	—	—	—	—	—
1,0	16,7	7,35	—	—	—	—
1,2	23,9	10,5	—	—	—	—
1,4	33,4	14,2	5,09	—	—	—
1,6	43,7	18,5	6,61	—	—	—
1,8	55,3	23,8	8,33	—	—	—
2,0	68,2	29,4	10,3	—	—	—
2,2	82,6	35,6	12,4	—	—	—
2,4	98,3	42,4	14,7	—	—	—
2,6	115	49,7	17,3	5,40	—	—
2,8	134	57,7	20,1	6,25	—	—
3,0	154	66,2	23,1	7,16	—	—
3,2	175	75,3	26,3	8,13	—	—
3,4	197	85,0	29,7	9,16	—	—
3,6	221	95,3	33,3	10,2	—	—
3,8	246	106	37,1	11,4	—	—
4,0	273	118	41,1	12,6	4,90	—
5	426	184	64,1	19,7	7,60	—
6	614	265	92,4	28,3	10.8	—
7	—	360	126	38,6	14,7	5,11
8	—	470	164	50,4	19,2	6,64
9	—	—	208	63,7	24,3	8,26
10	—	—	257	78,7	30,0	10,2
12	—	—	369	113	43,2	14,7
14	—	—	503	154	58,8	20,0
16	—	—	—	201	76,8	26.1
18	—	—	—	255	97,2	33,0
20	—	—	—	315	120	40,8
22	—	—	—	381	145	49,4
24	—	—	—	453	173	58,7
26	—	—	—	532	203	68.9
28	—	—	—	—	235	80.0
30	—	—	—	—	270	91,8
32	—	—	—		307	104
34	—	—	—	—	347	118
36	—	—	—	—	389	132
38	—	—	—	—	433	147
40	—	—	—	—	480	163
45	—	—	—	—	—	207
50	—	—	—	—	—	255
55	—	—	—	—	—	308
60	—	—	—	—	—	367
65	—	—	—	—	—	431
70	—	—	—	—	—	500

Таблица 9.6б. **Удельные перепады давления $\Delta p_{тр}$, Па/м, в стальных трубах внутренних диаметров по табл. 9.3 при нормированной шероховатости $e_{экв}^{норм} = 0{,}0005$ м и различных массовых расходах воды с температурой 100 °С**

Массовые расходы воды $G_в$, кг/с	Условный проход труб $D_у$, мм					
	200		250		300	
	Внутренний диаметр труб $d_{вн}$, м					
	0,207	0,211	0,259	0,263	0,309	0,315
10	5,60	5,07	—	—	—	—
12	7,89	7,13	—	—	—	—
14	10,7	9,71	—	—	—	—
16	14,0	12,7	4,41	4,08	—	—
18	17,8	16,0	5,45	5,03	—	—
20	21,9	19,8	6,73	6,21	—	—
22	26,5	24,0	8,14	7,51	—	—
24	31,6	28,5	9,69	8,95	—	—
26	37,0	33,5	11,4	10,5	—	—
28	43,0	38,8	13,2	12,2	—	—
30	49,3	44,6	15,1	14,0	5,98	5,41
35	67,1	60,7	20,6	19,0	8,14	7,36
40	87,7	79,3	26,9	24,8	10,6	9,61
45	111	100	34,1	31,4	13,5	12,2
50	137	124	42,1	38,8	16,6	15,0
55	166	150	50,9	46,9	20,1	18,2
60	197	178	60,6	55,9	23,9	21,6
65	231	209	71,1	65,6	28,1	25,4
70	268	243	82,4	76,0	32,6	29,4
75	308	279	94,6	87,3	37,4	33,8
80	351	317	108	99,3	42,5	38,4
90	444	401	136	126	53,8	48,7
100	548	495	168	155	66,5	60,1
110	—	—	204	188	80,4	72,7
120	—	—	242	223	95,7	86,5
130	—	—	284	262	112	102
140	—	—	330	304	130	118
150	—	—	379	349	150	135
160	—	—	431	397	170	154
170	—	—	486	449	192	174
180	—	—	545	502	215	194
190	—	—	—	—	240	217
200	—	—	—	—	266	240
210	—	—	—	—	293	265
220	—	—	—	—	322	291
230	—	—	—	—	352	318
240	—	—	—	—	383	346
250	—	—	—	—	415	375
260	—	—	—	—	449	406
270	—	—	—	—	484	438
280	—	—	—		521	471

Таблица 9.6в. **Удельные перепады давления $\Delta p_{тр}$, Па/м, в стальных трубах внутренних диаметров по табл. 9.3 при нормированной шероховатости $e_{экв}^{норм} = 0{,}0005$ м и различных массовых расходах воды с температурой 100 °С**

Массовые расходы воды $G_в$, кг/с	Условный проход труб $D_у$, мм					
	350		400		500	
	Внутренний диаметр труб $d_{вн}$, м					
	0,359	0,367	0,408	0,414	0,512	0,518
40	4,83	4,31	—	—	—	—
50	7,55	6,73	—	—	—	—
60	10,9	9,69	5,56	5,14	—	—
70	14,8	13,2	7,56	7,00	—	—
80	19,3	17,2	9,80	9,15	—	—
90	24,5	21,8	12,5	11,6	—	—
100	30,2	26,9	15,3	14,3	—	—
110	36,6	32,6	18,6	17,3	—	—
120	43,5	38,8	22,2	20,6	—	—
130	51,1	45,5	26,0	24,2	—	—
140	59,2	52,7	30,2	28,0	—	—
150	68,0	60,6	34,7	32,2	10,6	9,93
160	77,4	68,9	39,5	36,6	12,0	11,3
170	87,3	77,8	44,6	41,3	13,6	12,6
180	97,9	87,2	50,0	46,3	15,2	14,3
190	109	97,2	55,7	51,6	16,9	15,9
200	121	108	61,7	57,2	18,8	17,6
220	146	130	74,7	69,9	22,7	21,4
240	174	155	88,9	82,3	27,0	25,4
260	204	182	104	96,6	31,7	29,8
280	237	211	121	112	36,8	34,6
300	272	242	139	129	42,2	39,7
320	309	276	158	146	48,0	45,2
340	349	311	178	165	54,2	51,0
360	392	349	200	185	60,7	57,2
380	436	389	223	206	67,7	63,7
400	483	431	247	229	75,0	70,6
450	612	545	313	289	95,0	89,3
500	—	—	386	357	117	110
550	—	—	467	432	142	133
600	—	—	556	515	169	159
650	—	—	—	—	198	189
700	—	—	—	—	230	216
750	—	—	—	—	264	248
800	—	—	—	—	300	282
850	—	—	—	—	330	319
900	—	—	—	—	380	357
950	—	—	—	—	423	398

Таблица 9.6г. **Удельные перепады давления $\Delta p_{тр}$, Па/м, внутренних диаметров по табл. 9.3 при нормированной шероховатости $e_{экв}^{норм}$ = 0,0005 м и различных массовых расходах воды с температурой 100 °С**

Массовые расходы воды $G_в$, кг/с	Условный проход труб $D_у$, мм					
	600		700		800	
	Внутренний диаметр труб $d_{вн}$, м					
	0,610	0,618	0,698	0,706	0,796	0,806
200	7,49	7,00	—	—	—	—
250	11,8	10,9	5,78	5,45	—	—
300	16,9	15,7	8,32	7,84	—	—
350	22,9	21,4	11,3	10,7	5,70	5,34
400	30,0	28,0	14,9	13,9	7,44	6,97
450	37,9	35,4	18,7	17,6	9,42	8,42
500	46,8	43,7	23,1	21,8	11,6	10,9
550	56,7	52,9	28,0	26,4	14,1	13,2
600	67,4	63,0	33,0	31,4	16,7	15,7
650	79,1	73,0	39,0	36,8	19,7	18,4
700	91,8	85,7	45,3	42,7	22,8	21,4
750	105	98,4	52,0	49,0	26,2	24,5
800	120	112	59,2	55,8	29,8	27,5
850	135	126	66,8	63,0	33,6	31,5
900	151	142	74,9	70,6	37,7	35,3
950	169	158	83,5	79,7	42,0	39,3
1000	184	175	92,5	87,1	46,5	43,6
1100	227	212	112	105	56,3	52,7
1200	270	252	133	125	67,0	62,8
1300	317	296	156	147	78,6	73,6
1400	367	343	181	171	91,2	85,4
1500	421	394	208	196	105	98,0
1600	480	449	237	223	119	112
1700	541	506	267	252	134	126
1800	—	—	300	282	150	141
1900	—	—	334	315	168	157
2000	—	—	370	349	186	174
2200	—	—	448	427	225	211
2400	—	—	532	501	268	251
2600	—	—	—	—	314	295
2800	—	—	—	—	365	342
3000	—	—	—	—	415	392
3200	—	—	—	—	476	446
3400	—	—	—	—	538	504

Таблица 9.6д. **Удельные перепады давления $\Delta p_{тр}$, Па/м, в стальных трубах внутренних диаметров по табл. 9.3 при нормированной шероховатости $e_{экв}^{норм}$ = 0,0005 м и различных массовых расходах воды с температурой 100 °С**

Массовые расходы воды $G_в$, кг/с	Условный проход труб $D_у$, мм							
	900		1000		1200		1400	
	Внутренний диаметр труб $d_{вн}$, м							
	0,892	0,904	0,990	1,004	1,188	1,202	1,388	1,400
500	6,41	5,98	—	—	—	—	—	—
600	9,23	8,61	5,36	4,98	—	—	—	—
700	12,6	11,7	7,29	6,77		-	—	—
800	16,4	15,3	9,52	8,85	—	—	—	—
900	20,8	19,4	12,0	11,2	—	—	—	—
1000	25,6	23,9	14,9	13,8	5,74	5,40	—	—
1200	36,9	34,4	21,4	19,9	8,27	7,78	—	—
1400	50,3	46,9	29,2	27,1	11,3	10,6	5,00	4,78
1600	65,7	61,2	38,1	35,4	14,7	13,8	6,53	6,24
1800	83,1	77,5	48,2	44,8	18,6	17,5	8,26	7,90
2000	103	95,7	59,5	55,3	23,0	21,1	10,2	9,75
2200	124	116	72,0	66,9	27,8	26,1	12,3	11,8
2400	148	138	85,7	79,6	33,1	31,1	14,7	14,0
2600	173	162	101	93,4	38,8	36,5	17,2	16,5
2800	201	188	117	108	45,0	42,3	20,0	19,1
3000	231	215	134	124	51,7	48,6	22,9	21,9
3200	263	245	152	142	58,8	55,3	26,1	25,0
3400	296	276	172	160	66,4	62,4	29,5	28,2
3600	332	310	193	179	74,4	70,0	33,0	31,6
3800	370	345	215	200	82,9	78,0	36,8	35,2
4000	410	383	238	221	91,8	86,4	40,8	39,0
4500	519	484	301	280	116	109	51,6	49,3
5000	—	—	372	346	144	135	63,7	60,9
5500	—	—	450	418	174	163	77,1	73,7
6000	—	—	536	498	207	194	91,8	87,7
6500	—	—	—	—	243	220	108	103
7000	—	—	—	—	281	265	125	119
7500	—	—	—	—	323	304	143	137
8000	—	—	—	—	367	346	163	156
8500	—	—	—	—	415	390	184	176
9000	—	—	—	—	465	437	206	197
9500	—	—	—	—	518	487	230	220
10 000	—	—	—	—	574	540	255	244
11 000	—	—	—	—	—	—	308	295
12 000	—	—	—	—	—	—	367	351
13 000	—	—	—	—	—	—	431	412
14 000	—	—	—	—	—	—	499	478

Таблица 9.7 **Массовые расходы воды с температурой 100 °С в стальных трубах различных внутренних диаметров по табл. 9.3 при нормированной шероховатости $e_{экв}^{норм} = 0{,}0005$ м и удельных перепадах давления на трение $\Delta p_{тр} = 50$, 100, 150 и 200 Па/м**

Внутренние диаметры труб $d_{вн}$, м	Удельные перепады давления на трение $\Delta p_{тр}$, Па/м				Внутренние диаметры труб $d_{вн}$, м	Удельные перепады давления на трение $\Delta p_{тр}$, Па/м			
	50	100	150	200		50	100	150	200
0,026	0,13	0,17	0,21	0,24	0,408	180	255	312	360
0,028	0,16	0,21	0,26	0,30	0,414	187	265	324	374
0,032	0,22	0,30	0,37	0,42	0,512	326	460	565	653
0,034	0,26	0,35	0,43	0,50	0,518	336	477	583	672
0,039	0,37	0,51	0,62	0,72	0,610	518	730	895	1035
0,041	0,42	0,58	0,73	0,82	0,618	534	756	926	1075
0,051	0,75	1,04	1,28	1,47	0,698	735	1040	1270	1470
0,070	1,70	2,42	2,96	3,41	0,706	754	1070	1315	1530
0,082	2,60	3,65	4,50	5,20	0,796	1030	1460	1800	2075
0,100	4,40	6,25	7,65	8,82	0,806	1070	1510	1850	2140
0,125	7,95	11,2	13,8	16,0	0,892	1390	1975	2415	2790
0,150	13,0	18,3	22,4	25,8	0,904	1440	2050	2500	2890
0,184	22,2	31,3	38,2	44,2	0,990	1840	2590	3175	3680
0,207	30,3	42,8	52,3	60,5	1,004	1900	2690	3290	3800
0,211	32,0	45,0	55,0	63,6	1,188	2950	4175	5100	5900
0,259	54,5	77,0	94,5	109	1,202	3040	4300	5275	6100
0,263	56,5	80,0	98,2	114	1,388	4420	6280	7670	8860
0,309	86,5	123	150	177	1,400	4530	6400	7840	9060
0,315	91,7	129	158	185					
0,359	128	182	223	257					
0,367	136	192	236	273					

пускной способности) для труб всех диаметров по табл. 9.3, соответствующие характерным значениям удельного перепада давления на трение в них, а именно $\Delta p_{тр} =$ = 50, 100, 150 и 200 Па/м.

Таблица 9.7 может быть использована для ориентировочной оценки диаметров труб при различных технико-экономических проработках.

Поскольку в основу составления табл. 9.6 и 9.7 положены значения нормированной шероховатости труб $e_{экв}^{норм} = 0{,}0005$ м и температуры воды $t_в^{баз} = 100$ °С, возникает надобность в поправочных коэффициентах для пересчета табличных значений $\Delta p_{тр}$ на другие значения $e_{экв}$. Такой пересчет более просто осуществляется в области квадратичного закона сопротивления, для чего в соответствии с формулой (9.28) следует использовать соотношение

$$\Delta p_{тр}^{кв} = \Delta p_{тр}^{табл} \frac{\lambda_{тр}}{\lambda_{тр}^{норм}} \frac{\rho_в^{баз}}{\rho_в} = \Delta p_{тр}^{табл} \beta_\lambda^{кв} \frac{\rho_в^{баз}}{\rho_в}. \quad (9.35)$$

Значения $\beta_\lambda^{кв}$ в формуле (9.35) заимствуются из табл. 9.5. Более сложным является пересчет табличных значений $\Delta p_{тр}^{пер}$ в переходной области, который может быть выполнен исходя из формулы (9.3а) для скорости воды $w_в$, приближенной формулы (9.30) для значений $\lambda_{тр}$ в переходной области и выражения (9.33) для комплексного параметра Re $\varepsilon_{экв}$. Таким образом получаем

$$\lambda_{тр}^{пер} = 0{,}11\left[\frac{e_{экв}}{d_{вн}}\left(1 + \frac{68\nu_в}{w_в e_{экв}}\right)\right]^{0{,}25}. \quad (9.36)$$

Если в формулу (9.36) подставить при тех же диаметрах труб $d_{вн}$ и массовых расходах воды $G_в$ нормированные значения $e_{экв}^{норм}$, то она примет следующий вид

$$\lambda_{тр}^{табл} = 0{,}11\left[\frac{e_{экв}^{норм}}{d_{вн}}\left(1 + \frac{68\nu_{баз}}{w_в^{баз} e_{экв}^{норм}}\right)\right]^{0{,}25}. \quad (9.36а)$$

Здесь $\nu_{баз} = 0{,}294 \cdot 10^{-6}$ м^2/с – вязкость воды при 100 °С. Подставляя значения $\lambda_{тр}^{пер}$ и $\lambda_{тр}^{табл}$ по формулам (9.36) вместо $\beta_\lambda^{кв}$ в формулу (9.35), получаем

$$\Delta p_{тр}^{пер} = \Delta p_{тр}^{табл} \beta_\lambda^{пер} = \Delta p_{тр}^{табл} \frac{\lambda_{тр}^{пер}}{\lambda_{тр}^{табл}} \frac{\rho_в^{баз}}{\rho_в}. \quad (9.37)$$

9.3. Местные гидравлические потери

Расчет местных потерь энергии при течении воды в различных элементах трубопроводов тепловых сетей, кроме труб на прямолинейных участках, производится из допущения пропорциональности между этими потерями и кинетической энергией потока жидкости:

$$\Delta p_м = \xi_м \frac{\rho w_{ср}^2}{2}. \quad (9.38)$$

Здесь $\xi_м$ – безразмерный коэффициент местного сопротивления. В отличие от аналогичной формулы (9.7) для прямолиней-

ных участков коэффициент $\xi_м$ непосредственно не связан ни с длиной, ни с поперечным сечением соответствующего элемента трубопровода. Кроме того, это сечение является переменным по длине элемента, в связи с чем необходимо уточнить, применительно к какой площади сечения должна быть подсчитана средняя скорость $w_{ср}$ в формуле (9.38).

Скорость потока $w_{ср}$ следует определять применительно к конечному сечению участка трубы длиной $l_{вос}$, м, после которого восстанавливается нормальное распределение скоростей исходя из массового расхода жидкости G на этом участке по формуле (9.3а):

$$\Delta p_м = 0{,}8106 \frac{\xi_м G^2}{\rho d_{вн}^4}. \qquad (9.38а)$$

Здесь $d_{вн}$ – внутренний диаметр трубы на прямолинейном участке, следующем за данным элементом по ходу потока. Расход G жидкости на этом участке совпадает с соответствующим для прямолинейного участка, предшествующего данному элементу, если и его пределах не происходит разветвления исходного потока или объединения нескольких потоков в один. Значения коэффициента $\xi_м$, как и длины участка восстановления $l_{вос}$, зависят не только от конфигурации и конструкции элемента данного типа, но и от числа Re. Последняя зависимость заметна только при малых числах Re, примерно до 10000 [114]. Соответственно для длины $l_{вос}$ участка восстановления можно во всех случаях принимать значения $(30 \div 40) d_{вн}$.

Большие значения коэффициента $\xi_м$ наблюдаются при резких изменениях поперечного сечения потока в результате стыкования между собой труб различных внутренних диаметров. Однако переход от одного диаметра трубопровода к другому осуществляется посредством конических патрубков, расширяющихся (диффузоры) или сужающихся (конфузоры) по ходу потока. В таких случаях значения $\xi_м$ снижаются, и тем больше, чем меньше угол конуса. Изменение направления потока жидкости в трубе одного диаметра выполняется отводами, изготовляемыми либо гнутыми, либо сварными.

Потери энергии на трение в гнутых отводах меньше, чем в сварных, при том же угле поворота и снижаются по мере увеличения отношения радиуса изгиба к диаметру изгибаемой трубы $R_{тн}/d_{вн}$. Отводы с наименьшим соотношением $R_{тн}/d_{вн} = 1$ называются крутоизогнутыми. Для сварных отводов наибольшие значения коэффициента $\xi_м$ соответствуют таким, в которых осуществлен один крутой поворот (колено). Например, при таком повороте на угол $\alpha = 90°$ $\xi_м = 0{,}85 \div 1{,}3$, а при других значениях α – соответственно $\xi_м = (0{,}85 \div 1{,}3) \times (1 - \cos\alpha)$ [114].

Сварные отводы для труб больших диаметров свариваются из секций, в каждой из которых осуществляется поворот на половину или треть всего угла, тогда значения $\xi_м$ снижаются.

В тепловых сетях часто применяются П-образные компенсаторы, представляющие собой сочетание четырех отводов под углом 90° и небольших вставок труб между ними. Значения коэффициента $\xi_м$ для П-образных компенсаторов меньше, чем сумма этих значений для четырех отводов под углом 90°, за счет того, что вихреобразование от одного отвода не успевает закончиться до поступления потока в следующий отвод [114].

Большие значения коэффициента $\xi_м$ характерны для тройников, в которых осуществляется либо разделение, либо слияние двух потоков, обычно под углом 90°; наибольшие значения $\xi_м$ имеют место при слиянии двух потоков, движущихся навстречу друг другу с отводом смеси под углом 90°.

Малые значения $\xi_м = 0{,}3 \div 0{,}5$ характерны для сальниковых компенсаторов, задвижек и клапанов с косым шпинделем, а наибольшие ($\xi_м = 6 \div 7$) – для клапанов с вертикальным шпинделем и подъемных обратных клапанов. Значения коэффициента $\xi_м$ приведены в табл. 9.8.

Иногда в гидравлических расчетах трубопроводов с учетом местных сопротивлений вместо коэффициентов $\xi_м$ используются значения так называемых эквивалентных длин труб для таких сопротивлений. Эти эквивалентные длины $l_{экв}$ определяются исходя из сопоставления значений $\Delta p_{тр} l_{экв}$ по формуле (9.7) и $\Delta p_м$ по формуле (9.38), а именно:

$$\frac{\lambda_{тр} \rho w_{ср}^2 l_{экв}}{2 d_{вн}} = \xi_м \frac{\rho w_{ср}^2}{2}. \qquad (9.39)$$

Отсюда $$l_{экв} = \xi_м \frac{d_{вн}}{\lambda_{тр}}. \qquad (9.39а)$$

Преимуществом использования значений $l_{экв}$ для местных сопротивлений является некоторое упрощение расчетов по определению суммарного гидравлического сопротивления участка трубопровода $\Delta p_{тр}^{уч}$ с постоянным диаметром труб $d_{вн}$, включая местные потери. Если исходить из формулы (9.38), то для такого суммарного гидравлического сопротивления получается выражение [см. формулы (9.6) и (9.7)]

$$\Delta p_{тр}^{уч} = \Delta p_{тр} l_{уч} + \sum \Delta p_м =$$

Таблица 9.8. **Значения коэффициентов местных сопротивлений $\xi_м$ для деталей трубопроводов, компенсаторов и арматуры**

Характеристика местных сопротивлений	Значения $\xi_м$	Характеристика местных сопротивлений	Значения $\xi_м$
Отводы		**Тройники**	
Гнутые гладкие под углом 90° при:		При разделении потоков:	
$R_{гн}/d_{вн} = 1$	1,0	для прямого прохода	1,0
$R_{гн}/d_{вн} = 3$	0,5	для ответвления	1,5
$R_{гн}/d_{вн} = 4$	0,3	для прямого прохода при встречных потоках	—
Гнутые со складками под углом 90° при:			3,0
$R_{гн}/d_{вн} = 3$	0,8	При слиянии потоков	1,2 – 1,8
$R_{гн}/d_{вн} = 4$	0,5	**Арматура**	
Сварные под углом 90		Задвижки	0,5
одношовные	0,85 – 1,3	Клапаны с косым шпинделем	0,5
двухшовные	0,6	Клапаны с вертикальным шпинделем	6
трехшовные	0,5	Обратные клапаны поворотные	3
Сварные одношовные под углом:		Обратные клапаны подъемные	7
60°	0,7	Сальниковые компенсаторы	0,3
40°	0,3	Грязевики	10
30°	0,2		

$$= \frac{\rho w_{ср}^2}{2}\left(\frac{\lambda_{тр} l_{уч}}{d_{вн}} + \sum \xi_м\right) =$$

$$= 0{,}8106\left(\frac{\lambda_{тр} l_{уч}}{d_{вн}} + \sum \xi_м\right)\frac{G^2}{\rho d_{вн}^4}. \quad (9.40)$$

При использовании эквивалентных длин местных сопротивлений соответственно имеем

$$\Delta p_{тр}^{уч} = 0{,}8106\,\frac{G^2 \lambda_{тр}}{\rho d_{вн}^5}(l_{уч} + \sum l_{экв}) =$$

$$= 0{,}8106\,\frac{G^2 \lambda_{тр} l_{уч}(1 + \beta_м)}{\rho d_{вн}^5}. \quad (9.40а)$$

Здесь

$$\beta_м = \frac{\sum l_{экв}}{l_{уч}} = \frac{\sum \xi_м d_{вн}}{\lambda_{тр} l_{уч}}. \quad (9.40б)$$

Безразмерная величина $\beta_м$ в формулах (9.40) называется коэффициентом местных потерь. Следует учесть, что при работе трубопроводов в переходной области такое упрощение приводит к погрешностям, так как в этом случае величина $\lambda_{тр}$ зависит от числа Re. Вместе с тем применение в расчетах коэффициента $\beta_м$ по формулам (9.40) может быть оправдано в тех случаях, когда точная оценка местных сопротивлений исключается, поскольку для такой оценки необходимы рабочие монтажные схемы и детальные чертежи всех узлов трубопроводов. Если такие данные отсутствуют, например при разработке схем теплоснабжения, то единственным способом учета местных сопротивлений является прикидочная оценка значения коэффициента местных потерь $\beta_м$. Для такой оценки следует использовать приведенные в нормах [22] значения коэффициента $\beta_м$ для различных категорий сетей, условных проходов труб и типов применяемых компенсаторов. Эти значения, сведенные в табл. 9.9, составляют от 0,2 для транзитных сетей с сальниковыми компенсаторами до 1,0 для сетей с П-образными компенсаторами из сварных отводов при условном проходе труб $D_у$ 450 ÷ 1400 мм.

Таблица 9.9 **Ориентировочные значения коэффициента местных потерь $\beta_м$ для различных категорий водяных тепловых сетей, типов компенсаторов и условных проходов труб (по нормам [22])**

Типы компенсаторов	Условные проходы труб $D_у$, мм	Транзитные сети	Остальные категории сетей
Сальниковые	До 400	—	0,3
	450 – 1400	0,2	0,4
П-образные с гнутыми отводами	До 150	—	0,3
	175 – 200	—	0,4
	250 – 300	0,3	0,6
П-образные с крутоизогнутыми или сварными отводами	175 – 250	—	0,6
	300 – 350	0,5	0,8
	400 – 500	0,7	0,9
	600 – 1400	1,0	1,0

9.4. Гидравлические режимы и пьезометрические графики

Помимо описанных в § 9.2 гидравлических расчетов водяных тепловых сетей при их проектировании приходится дополнительно производить расчеты по определению значений давления воды в различных точках сетей и при разных режимах. Такие расчеты требуются для обоснованного выбора насосов, используемых для перекачки сетевой воды, – циркуляционных, подпиточных, подкачивающих, смесительных и т. п. Кроме того, значения давления воды являются исходными при разработке схем присоединения к сетям местных систем теплоиспользования. Так, при давлениях ниже атмосферного неизбежны подсосы воздуха в сети и системы через неплотности в них, что является недопустимым.

Определение давлений воды в различных точках сетей базируется на уравнениях Бернулли для течения вязких жидкостей в трубопроводах, см. формулу (9.4), а также *уравнениях Дарси – Вейсбаха для перепадов* давления на трение в трубопроводах, включая местные потери, см. формулы (9.6), (9.7) и (9.40). Исходя из этих формул при определении суммарных перепадов давления на трение для совокупности последовательно соединенных участков из труб различных диаметров и разной протяженности получаем

$$\Delta p_{тр}^{сум} = \sum(\Delta p_{тр} l_{уч} + \Delta p_{м}) = \sum \Delta p_{тр} l_{уч}(1 + \beta_{м}) = 0{,}8106 \sum \frac{\lambda_{тр}(G_{уч})^2 l_{уч}(1 + \beta_{м})}{\rho_{в} d_{вн}^5}. \quad (9.41)$$

Значения $G_{уч}$, $l_{уч}$, $d_{вн}$ и $\lambda_{тр}$ в этой формуле должны приниматься отдельно по каждому участку, в точных расчетах это относится также к значениям $\beta_{м}$, определяемым по формуле (9.40б). Однако в приближенных расчетах, производимых до разработки рабочих чертежей сетей, значения $\beta_{м}$ можно оценивать по табл. 9.9 в зависимости только от общей характеристики данного участка. Кроме того, можно пренебречь изменениями значений плотности воды $\rho_{в}$ в результате снижения ее температуры вдоль трассы сетей, обусловленного их тепловыми потерями, и исходить из значений средней плотности воды, соответствующей ее средней температуре в данном трубопроводе.

При наличии в теплоисточнике одной группы сетевых насосов развиваемый ими перепад давления должен быть ориентирован на тот местный тепловой пункт, для которого при расчетном режиме оказывается максимальной сумма по всем участкам сетей до него следующих слагаемых:

$$\Delta p_{с}^{сум} = \Delta p_{с\,под}^{сум} + \Delta p_{т\,п} + \Delta p_{с\,обр}^{сум}. \quad (9.41а)$$

Здесь значения $\Delta p_{с\,под}^{сум}$ и $\Delta p_{с\,обр}^{сум}$ определяются по формуле (9.41), причем в закрытой системе расходы сетевой воды по подающему и обратному трубопроводам на каждом участке одинаковы, если пренебречь незначительной утечкой воды из сетей и присоединенных к ним по зависимой схеме систем. В таких случаях значения $\Delta p_{с\,под}^{сум}$ и $\Delta p_{с\,обр}^{сум}$ могут различаться только за счет разных температур воды в подающих и обратных трубопроводах. Однако при расчетах, не требующих особой точности, можно исходить из единой для обоих трубопроводов средней температуры воды в них, равной $t_{в}^{ср} = 0{,}5(t_{с\,под}^{ср} + t_{с\,обр}^{ср})$, и соответствующего значения плотности $\rho_{в}$. Тогда формулу (9.41а) можно упростить следующим образом:

$$\Delta p_{с}^{сум} = 2\Delta p_{с\,под}^{сум} + \Delta p_{т\,п}. \quad (9.41б)$$

В открытой системе расходы сетевой воды в обратных трубопроводах на любом участке меньше, чем в подающих, на величину разбора воды в системы горячего водоснабжения, включенные в кольцо начиная с этого участка по ходу воды $\sum G_{г}^{уч}$, а потому

$$G_{обр}^{уч} = G_{под}^{уч} - \sum G_{г}^{уч}. \quad (9.42)$$

Поскольку диаметры труб подающих и обратных трубопроводов на участке по нормам [22] принимаются, как правило, одинаковыми, в соответствии с формулой (9.41) перепады давления в обратных трубопроводах при открытой системе меньше, чем в подающих, а потому при их суммировании по участкам следует исходить из общих формул (9.41) и (9.41а). Тот тепловой пункт, для которого сумма значений $\Delta p_{с}^{сум}$ по формуле (9.41а) при расчетном режиме оказывается максимальной, часто называется определяющим, а соответствующая величина расчетного перепада давления сетевой воды в трубопроводах и оборудовании этого теплового пункта $\Delta p_{т\,п}$ обозначается как $\Delta p_{т\,п}^{опр}$. Если полученные для разных участков значения удельных перепадов давления на трение $\Delta p_{тр}$ мало отличаются друг от друга, то определяющим обычно является тепловой пункт, наиболее удаленный от теплоисточника по трассе сетей.

При выборе сетевых насосов помимо значений $\Delta p_{с}^{сум}$ по формуле (9.41а) следует также учитывать суммарные перепады давления в оборудовании и трубопроводах, размещенных в пределах теплоисточника и

включенных в циркуляционный контур сетей. Эти перепады состоят из двух слагаемых, относящихся соответственно к подающим и обратным трубопроводам в пределах теплоисточника:

$$\Delta p_{т\,и}^{сум} = \Delta p_{т\,и}^{под} + \Delta p_{т\,и}^{обр} \qquad (9.43)$$

Обычно значения $\Delta p_{т\,и}^{обр}$ существенно меньше, чем $\Delta p_{т\,и}^{под}$. В результате для определения необходимого перепада давления, обеспечиваемого работой сетевых насосов, получается выражение

$$\Delta p_{с\,н} = p_{с\,н}^{нагн} - p_{с\,н}^{всас} = \Delta p_{с}^{сум} + \Delta p_{т\,и}^{сум} =$$
$$= \Delta p_{с\,под}^{сум} + \Delta p_{т\,п}^{опр} + \Delta p_{с\,обр}^{сум} + \Delta p_{т\,и}^{сум}. \qquad (9.43а)$$

Для раздельного определения значений давления воды в нагнетательных $p_{нагн}$ и всасывающих $p_{всас}$ патрубках сетевых насосов необходимо фиксирование давления в какой-либо точке циркуляционного контура при рассматриваемом режиме. Такое фиксирование осуществляется вместе с выбором схемы подпитки циркуляционного контура, необходимой из-за неполной герметичности сетей и систем. При закрытой системе такая подпитка соответствует только суммарной утечке из всех трубопроводов и оборудования тепловых сетей вместе с присоединенными к ним системами теплоиспользования. В соответствии с нормами [22] расчетная утечка должна приниматься 0,75 % суммарного объема воды в трубопроводах и оборудовании сетей систем теплоиспользования. Поэтому расходы подпиточной воды возрастают вместе с протяженностью и разветвленностью сетей, но обычно составляют не более 2–3 % расчетных расходов сетевой воды. При открытой системе за счет подачи подпиточной воды помимо компенсации утечек должны покрываться расходы сетевой воды, разбираемой в системах горячего водоснабжения. В зависимости от доли расчетных нагрузок этих систем в суммарных нагрузках сетей такие расходы могут составлять до 30 % расчетных расходов сетевой воды. Перепад давления, развиваемый подпиточными насосами, определяется исходя из требований, предъявляемых к давлениям воды в сетях при различных режимах, характеризуемых работой либо только подпиточных насосов (статические режимы), либо этих насосов совместно с сетевыми (динамические режимы).

В нормальных условиях эксплуатации статические режимы могут иметь место только при пуске сетей в период их заполнения водой совместно с присоединенными к ним системами теплоиспользования. Развиваемые при этих режимах давления на нагнетательных патрубках подпиточных насосов должны быть достаточны для такого заполнения с небольшим запасом $\Delta p_з$, обычно принимаемым равным 0,05 МПа. При определении давлений следует исходить прежде всего из геодезических отметок поверхности земли по трассе сетей $z_с$, м, пренебрегая незначительными расхождениями между этими отметками и соответствующими осям трубопроводов сетей.

В качестве условной нулевой отметки z_0, м, удобно принимать геодезическую отметку осей всасывающих патрубков подпиточных насосов, практически совпадающую с отметкой пола насосной или первого этажа главного здания теплоисточника.

В зависимости от рельефа местности по трассе сетей соответствующие разности отметок $\Delta z_с = z_с - z_0$ могут быть положительными или отрицательными.

При зависимой схеме присоединения систем отопления и вентиляции, а при открытой системе также и горячего водоснабжения, необходимо, кроме того, учитывать отметки наивысших точек этих систем относительно отметки поверхности земли в месте ввода сетей в здание. Взамен разности этих отметок обычно используются близкие к ним значения высоты здания от пола первого этажа до перекрытия верхнего этажа $h_{зд}$. Эта высота для жилых зданий может быть принята равной произведению количества этажей на высоту этажа $h_{эт}$ (в среднем $h_{эт} = 3$ м, см. § 7.3).

Для перехода от разности отметок к необходимому перепаду давления, развиваемому подпиточными насосами при статическом режиме, может быть использована формула (9.4а), если в ней принять $p_{тр}^{уч} = 0$. При этом давления на всасе подпиточных насосов равны атмосферному $p_{ат}$:

$$\Delta p_{подп}^{стат} = p_{подп}^{стат} - p_{ат} = g\rho_в (\Delta z_с + h_{зд})_{макс} =$$
$$= g\rho_в (\Delta z_с + n_э h_{эт})_{макс}. \qquad (9.44)$$

В формулу (9.44) следует подставлять максимальное значение именно суммы $\Delta z_с + h_{зд}$, так как размещение зданий наибольшей высоты часто не соответствует максимальным отметкам поверхности по трассе сетей. Принимая в формуле (9.44) $g = 9{,}807$ м/с^2 и $\rho_в = 988$ кг/м^3 применительно к температуре подпиточной воды 50 °С и добавляя запас $\Delta p_з = 0{,}05$ МПа, получаем

$$p_{подп}^{стат} - p_{ат} = 0{,}0097 (\Delta z_с + h_{зд})_{макс} +$$
$$+ \Delta p_з \approx 0{,}01 (\Delta z_с + h_{зд})_{макс} + 0{,}05. \qquad (9.44а)$$

При анализе статических режимов необходимо учитывать также наинизшие отметки в системах теплоиспользования зданий, присоединяемых по зависимой схеме,

так как при таких режимах давления воды на них отметках оказываются максимальными, но при этом они не должны превышать расчетных давлений для приборов систем $p^{р}_{сист}$, определяемых как избыточные сверх атмосферного $p_{ат}$. Согласно [122] эти расчетные давления составляют 0,6 МПа для систем с чугунными радиаторами или ребристыми трубами, а также со стальными панелями, 0,8 МПа для калориферов и 1,0 МПа для систем со стальными конвекторами или гладкими трубами, а также с бетонными панелями.

Практически вместо наинизших отметок систем теплопотребления можно принимать соответствующие отметки поверхности земли по трассе сетей в месте их ввода в здание. Эти отметки также могут быть выше или ниже принятой за нулевую отметки z_0. В последнем, наименее благоприятном случае надо исходить из значений суммы $(\Delta z_с + h_{зд})_{макс} + \Delta z_с^{мин}$, где $\Delta z_с^{мин}$ – превышение нулевой отметки над наиболее низкой по трассе сетей. Тогда получаем

$$p^{стат}_{сист} - p_{ат} = g\rho_в [(\Delta z_с + h_{зд})_{макс} + \Delta z_с^{мин}] + \Delta p_з \approx$$
$$\approx 0{,}01 [(\Delta z_с + h_{зд})_{макс} + \Delta z_с^{мин}] + 0{,}05. \qquad (9.45)$$

Подставляя в формулу (9.45) вместо $p^{стат}_{сист}$ приведенные выше значения расчетного давления для систем $p^{р}_{сист}$, можно определить соответствующую ему предельную разность отметок этих систем, которая с учетом запаса 0,05 МПа составляет 55 м при расчетном давлении 0,6 МПа и 95 м при давлении 1,0 МПа.

В тех случаях, когда статическое давление $p^{стат}_{сист} - p_{ат}$ превышает расчетное для систем отопления или вентиляции, необходимо применение взамен зависимых других схем их присоединения. Такие схемы могут потребоваться даже при ровном рельефе местности в случае застройки зданиями повышенной этажности – от 12 этажей и выше [22]. Если для трассы сетей характерны большие значения $\Delta z_с^{мин}$, то возможно применение независимой схемы для зданий, расположенных на наиболее низких отметках $\Delta z_с$, при любой этажности их. Если же к сетям приходится присоединять большое количество зданий повышенной этажности или расположенных как на высоких, так и на пониженных отметках, то вместо независимой можно применять схему с выделением компактных групп таких зданий вместе с соответствующими участками тепловых сетей в отдельные зоны, в каждой из которых поддерживается собственное статическое давление, удовлетворяющих условию $p^{стат}_{сист} - p_{ат} \leqslant p^{р}_{сист}$ [22].

Помимо статических режимов, связанных с заполнением сетей и систем посредством подпиточных насосов при неработающих сетевых насосах, возможны также аварийные статические режимы в результате внезапной остановки сетевых насосов при сохранении в работе подпиточных насосов. Такие режимы маловероятны, и, кроме того, если остановка сетевых насосов произошла при температурах воды в подающих трубопроводах сетей ниже 100 °С, то сохраняются условия, характерные для нормального статического режима. Если же эти температуры превышают 100 °С, то давления в наивысших точках сетей и присоединенных к ним систем по зависимой схеме без смешения должны превышать атмосферное, на величину, обеспечивающую невскипание воды соответствующей температуры. При обычной расчетной температуре воды для подающих трубопроводов сетей, равной 150 °С, необходимое превышение давления сверх атмосферного составляет $p_{вск} = 0{,}38$ МПа (см. табл. 9.1). Такое превышение не учитывается при выборе подпиточных насосов, но в соответствии с нормами [22] оно может приниматься во внимание при выборе схем присоединения систем теплоиспользования.

При динамических режимах с совместной работой сетевых и подпиточных насосов в целях сокращения необходимых перепадов давления подпиточные насосы включаются в циркуляционный контур в той точке его, где давление воды является наинизшим, а именно в узле присоединения обратных трубопроводов к всасывающим патрубкам сетевых насосов. Фиксированным в этом узле давлением воды $p_{с\,обр}^{мин}$ является необходимый перепад давления $p_{подп}^{дин}$, который должен обеспечиваться подпиточными насосами при данном режиме. Перепад давления примерно совпадает с рабочим давлением на всасывающих патрубках сетевых насосов $p_{с\,н}^{вас} = p_{подп}^{мин}$. При этом давление на нагнетательных патрубках в соответствии с формулой (9.43а) должно составлять

$$p_{с\,н}^{маг} = p_{подп}^{дин} + \Delta p_{с\,под}^{сум} + \Delta p_{т\,н}^{опр} + \Delta p_{с\,обр}^{сум} + \Delta p_{т\,и}^{сум}. \qquad (9.46)$$

Входящие в эту формулу значения $p_{с\,и}^{маг}$ и $p_{подп}^{дин}$ определяются как рабочие, т. е. избыточные сверх нормального атмосферного давления (0,1 МПа). Объединяя формулы (9.4а) и (9.46) при $\rho = \rho_в^{ср}$, можно получить уравнения для определения давлений в подающем $p'_{с.под}$ и обратном $p'_{с\,обр}$ трубопроводах для любой точки сетей, характеризуемой значениями перепадов давления воды между этой точкой и теплоисточником по подающему $\Delta p'_{с\,под}$ и обратному $\Delta p'_{с\,обр}$

трубопроводам, а также отметкой $\Delta z'_с$ поверхности земли на трассе сетей относительно z_0. При этом получаем

$$p'_{с\ под} = p^{дин}_{под} + (\Delta p^{сум}_{с\ под} - \Delta p'_{с\ под}) + \Delta p^{сум}_{обр} + \Delta p^{обр}_{т\ п} + \Delta p^{обр}_{т\ и} \pm g\rho^{ср}_{в}\Delta z'_с, \quad (9.47)$$

$$p'_{с\ обр} = p^{дин}_{по\ ш} + \Delta p^{обр}_{т\ и} + \Delta p'_{с\ обр} \mp g\rho^{ср}_{в}\Delta z'_с. \quad (9.47а)$$

В формулах (9.47) $\Delta p'_{с\ под}$ – сумма перепадов давления на трение в подающих трубопроводах по участкам сетей от теплоисточника по данной точки, а $\Delta p'_{с\ обр}$ в обратных трубопроводах от той же точки до теплоисточника. Эти перепады давления определяются по формуле (9.41). Знак минус перед слагаемым $g\rho^{ср}_{в}$ относится к точкам сетей с положительными значениями $\Delta z'_с$, а знак плюс – к точкам с их отрицательными значениями. Для закрытых систем можно принимать $\Delta p^{сум}_{с\ обр} = \Delta p^{сум}_{с\ под}$ и $\Delta p'_{с\ под} = \Delta p'_{с\ обр}$.

Разность значений $p'_{с\ под} - p'_{с\ обр}$, не зависящая от профиля местности по трассе сетей, представляет собой располагаемый перепад давления $\Delta p'_с$ между подающим и обратным трубопроводами в данной точке сетей, который может быть использован для присоединения к ним циркуляционного кольца ответвления с местным тепловым пунктом. Этот располагаемый перепад давления равен

$$\Delta p'_с = p'_{с\ под} - p'_{с\ обр} = (\Delta p^{сум}_{с\ под} - \Delta p'_{с\ под}) + (\Delta p^{сум}_{с\ обр} - \Delta p'_{с\ обр}) + \Delta p^{опр}_{т\ п}. \quad (9.48)$$

Для определяющего теплового пункта имеем $\Delta p'_{с\ под} = \Delta p^{сум}_{с\ под}$ и $\Delta p'_{с\ обр} = \Delta p^{сум}_{с\ обр}$, а потому $\Delta p'_с = \Delta p^{опр}_{т\ п}$. В других точках сетей располагаемый перепад давления $\Delta p'_с$ превышает необходимый для присоединения определяющего местного теплового пункта $\Delta p^{опр}_{т\ п}$. Во избежание поступления в системы теплоиспользования излишних расходов сетевой воды на всех тепловых пунктах, кроме определяющего, для которых $\Delta p'_{т\ п} \leqslant \Delta p^{опр}_{т\ п}$, следует предусматривать устройства для дросселирования избыточного перепада давления с величины $\Delta p'_с$ до соответствующей требуемому при расчетном режиме расходу сетевой воды для данного пункта $\Delta p^{р}_{т\ п}$. В качестве таких устройств используются устанавливаемые на трубопроводах диафрагмы (шайбы) с малыми диаметрами отверстий, а иногда сопла в элеваторах. Использование частичного закрытия запорных задвижек для дросселирования запрещается [73, 77, 79].

При выборе минимально необходимого давления $p^{дин}_{по\ п}$ следует исходить из соблюдения ряда ограничений. Это давление должно обеспечивать при совместной работе сетевых и подпиточных насосов возможность заполнения водой трубопроводов сетей и присоединенных к ним по зависимой схеме систем. Необходимые для этого избыточные давления характеризуются формулой (9.44), но в отличие от статического режима их обеспечение при динамических режимах осуществляется за счет совместной работы подпиточных и сетевых насосов с возможностью использования для заполнения систем воды как из подающего, так и из обратного трубопровода на тепловом пункте. Наиболее удобным является заполнение из обратного трубопровода, но это возможно только при соблюдении неравенства, см. формулы (9.44) и (9.47а)

$$p^{дин}_{по\ ш} + \Delta p^{обр}_{т\ и} + \Delta p'_{с\ обр} \geqslant g\rho^{ср}_{в}(\Delta z'_с + h_{зд}) + \Delta p_з \quad (9.49)$$

или

$$p^{дин}_{по\ ш} \geqslant g\rho^{ср}_{в}(\Delta z'_с + h_{зд}) + \Delta p_з \quad (\Delta p'_{с\ обр} + \Delta p^{обр}_{т\ и}). \quad (9.49а)$$

Сопоставление значений $p_{по\ ш}$, получаемых по формулам (9.44) и (9.49), показывает, что при динамических режимах давления, необходимые для заполнения сетей и местных систем, могут быть существенно меньшими, чем при статическом, за счет дополнительных слагаемых $\Delta p'_{с\ обр} + \Delta p^{обр}_{т\ и}$. Кроме того, если сумма $g\rho^{ср}_{в}(\Delta z'_с + h_{зд}) + \Delta p_з$ больше, чем $p'_{с\ обр}$, но меньше, чем $p'_{с\ под}$, то заполнение систем водой возможно из подающего трубопровода. Если при этом давление воды на выходе из системы в обратный трубопровод теплового пункта оказывается выше давления в этом трубопроводе, то на таком выходе следует устанавливать регуляторы давления «до себя» (регуляторы подпора). Применение таких автоматизированных зависимых схем вместо перехода на независимую схему представляется оправданным в сочетании с разделением сетей на зоны с различными давлениями воды не только при статическом, но и при динамических режимах. При этом для подачи воды по подающим трубопроводам из смежной зоны в верхнюю зону с более высоким давлением необходима установка на этих трубопроводах подкачивающих насосных станций (см. гл. 26).

На обратных трубопроводах верхней зоны для соблюдения минимальных значений $p^{дин}_{по\ ш}$ при соответствующем рельефе местности может понадобиться установка регулятора подпора, дросселирующего давление в обратном трубопроводе верхней зоны до соответствующего давлению в обратных трубопроводах нижней зоны.

В других случаях, когда в выделяемой зоне требуется поддержание при динами-

ческих режимах более низких давлений, чем в смежной зоне, следует устанавливать подкачивающие насосы на обратных трубопроводах, а регуляторы подпора в случае надобности – на подающих трубопроводах верхней зоны для снижения давления в них до принятого для нижней зоны

При любых схемах подкачивающие насосные станции могут быть использованы для обеспечения в смежных зонах различных давлений в статическом режиме при условии их оснащения быстродействующими запорными клапанами рассечки на подающих и обратных трубопроводах, а также устройствами для подпитки отсекаемой зоны

Следующим фактором, определяющим выбор давления подпиточных насосов при динамических режимах, является требование недопущения вскипания воды расчетной температуры (обычно 150 °С) в подающих трубопроводах сетей. Соответствующее неравенство для давления в любой точке этих трубопроводов имеет вид

$$p^{\text{дин}}_{\text{подп}} + (\Delta p^{\text{сум}}_{\text{с под}} - \Delta p'_{\text{с под}}) + \Delta p^{\text{сум}}_{\text{с обр}} + \Delta p^{\text{опр}}_{\text{т и}} + \\ + \Delta p^{\text{обр}}_{\text{т и}} \geqslant g\rho^{\text{ср}}_{\text{в}} \Delta z'_{\text{с}} + p_{\text{вск}} + \Delta p_{\text{з}} \quad (9.50)$$

Здесь при $t^{\text{р}}_{\text{с под}} = 150$ °С имеем $p_{\text{вск}} = 0{,}38$ МПа, $p_{\text{вск}} + \Delta p_{\text{з}} = 0{,}43$ МПа (см. выше). Дополнительное слагаемое $p_{\text{вск}}$ накладывает также ограничение на выбор давления воды в нагнетательных патрубках сетевых насосов при динамических режимах по формуле (9.46), которое должно удовлетворять неравенству

$$p^{\text{нагн}}_{\text{с н}} = p^{\text{дин}}_{\text{подп}} + \Delta p^{\text{сум}}_{\text{с под}} + \Delta p^{\text{опр}}_{\text{т и}} + \Delta p^{\text{сум}}_{\text{с обр}} + \\ + \Delta p^{\text{сум}}_{\text{т и}} \geqslant g\rho^{\text{ср}}_{\text{в}} \Delta z^{\text{макс}}_{\text{с}} + p_{\text{вск}} + \Delta p_{\text{з}}, \quad (9.50\text{а})$$

Для систем теплоиспользования, присоединенных к сетям по зависимой схеме без смешения, в основном систем воздушного отопления и вентиляции, должно быть предотвращено вскипание воды расчетной температуры $t^{\text{р}}_{\text{с под}}$ в наиболее высоко расположенных теплоприемниках этих систем. В этом случае в формулах (9.50) значения $g\rho^{\text{ср}}_{\text{в}} \Delta z_{\text{с}}$ должны быть заменены на $g\rho^{\text{ср}}_{\text{в}} (\Delta z'_{\text{с}} + n_{\text{эд}})_{\text{макс}}$.

Третье ограничение, определяющее выбор значений $p^{\text{дин}}_{\text{подп}}$ и $p^{\text{нагн}}_{\text{с н}}$, связано с необходимостью обеспечения при динамических режимах в подающих трубопроводах тепловых сетей, а также в оборудовании теплоисточников, включенном в циркуляционный контур со стороны нагнетания сетевых насосов таких давлений, которые не превышали бы расчетных для этих трубопроводов и оборудования. Для трубопроводов и оборудования тепловых сетей при температуре воды не выше 200 °С наибольшее рабочее давление $p_{\text{раб}}$ совпадает с условным давлением $p_{\text{усл}}$ (по ГОСТ 356-80) и принимается равным 1,6 или 2,5 МПа (избыточных) (см. гл. 3). Для пароводяных подогревателей расчетное рабочее давление по сетевой воде составляет 1,4–2,3 МПа, для водоводяных подогревателей 1,0–1,3 МПа и для стальных водогрейных котлов 1,6–2,5 МПа. Более низкое расчетное рабочее давление 0,6–1,0 МПа характерно для теплоприемников местных систем теплоиспользования. Поэтому при присоединении таких систем к сетям по зависимой схеме без смешения давления должны одновременно удовлетворять двум требованиям, а именно невскипания воды при температурах до 150 °С и сохранения давления воды не выше расчетного для теплоприемников. Если не удается совместить оба требования, то следует переходить на независимую схему или зависимую со смешением и пониженным рабочим давлением в теплоприемниках.

Если наибольшее давление воды в подающих трубопроводах на нагнетательных патрубках сетевых насосов превышает расчетное давление для соответствующего оборудования теплоисточников, то возможно либо включение части его со стороны всасывания сетевых насосов, либо снижение давления на нагнетании до расчетного для оборудования в сочетании с сооружением на трассе сетей насосных станций с подкачивающими насосами на подающих трубопроводах. Такое сооружение даже при ровном рельефе местности может оказаться необходимым для транзитных магистралей большой протяженности. По приведенным формулам можно определить давление воды в любых точках сетей при статических и динамических режимах, а также расчетные перепады давления для сетевых, подпиточных, подкачивающих насосов и дросселирующих устройств на насосных станциях при заданном режиме их работы и известном рельефе местности по трассе сетей. Одновременно могут быть уточнены области применения различных схем присоединения к этим сетям систем теплоиспользования отдельных зданий.

При разработке проектной документации по магистральным и транзитным тепловым сетям, в особенности схем теплоснабжения городов, отсутствует большая часть исходных данных, необходимых для точных расчетов гидравлических режимов (трассы и диаметры труб для распределительных сетей, расположение тепловых пунктов с соответствующими отметками поверхности земли и т. п.). Вместе с тем при такой разработке необходимо обоснование решений в части характеристики оборудования насосных в теплоисточниках и на подкачивающих стан-

циях. В таких случаях наиболее удобной оказывается упрощенная интерпретация основных уравнений гидравлики трубопроводов, и прежде всего уравнения Бернулли, см. формулу (9.4), при которой все слагаемые этого уравнения приводятся к линейной размерности за счет их деления на ускорение силы тяжести g, м/с^2:

$$\frac{p^{уч}_{нач}}{g\rho_в} + z^{уч}_{нач} = \frac{p^{уч}_{кон}}{g\rho_в} + z^{уч}_{кон} + \frac{p^{уч}_{тр}}{g\rho_в}, \quad (9.51)$$

или

$$\frac{\Delta p_{уч}}{g\rho_в} = \frac{p^{уч}_{нач} - p^{уч}_{кон}}{g\rho_в} = \frac{p^{уч}_{тр}}{g\rho_в} + z^{уч}_{кон} - z^{уч}_{нач}. \quad (9.51а)$$

Входящие в уравнения (9.51) величины давлений сверх нормального атмосферного или их перепадов, разделенные на произведение $g\rho_в$, называются напорами и измеряются в литрах (более точно – в метрах столба жидкости при ее плотности $\rho_в$, кг/м^3).

Игнорирование влияния зависимости плотности жидкости от температуры является источником погрешностей, неизбежных при использовании уравнений Бернулли в виде формул (9.51).

Для практического применения этих формул, и в частности для суммирования напоров с разностью отметок $z^{уч}_{кон} - z^{уч}_{нач}$, необходимо, чтобы эти напоры измерялись именно в метрах. Это достигается принятием плотности воды, равной ее максимальному значению, а именно $\rho_в = 1000$ кг/м^3. В этом случае напоры (в метрах водяного столба) могут непосредственно суммироваться с разностью отметок, а кроме того, атмосферное давление может быть приближенно приравнено 10 м вод. ст. Значения $\frac{p^{уч}_{нач}}{g\rho_в} \approx \frac{p^{уч}_{нач}}{1000g} = h^{нач}_{пьез}$ и $\frac{p^{уч}_{кон}}{g\rho_в} \approx \frac{p^{уч}_{кон}}{1000g} = h^{кон}_{пьез}$ называются пьезометрическими высотами относительно той же условной горизонтальной плоскости, от которой отсчитываются ординаты центров сечения труб $z^{уч}_{нач}$ и $z^{уч}_{кон}$. Эти значения соответствуют давлениям на дно сосуда, сообщающегося с атмосферой, столба жидкости высотой $h_{пьез}$, м, и плотностью $\rho_в$, кг/м^3. Если требуется по значениям пьезометрических высот определить соответствующие давления воды при температуре $t_в$, °С, и плотности $\rho_в$, кг/м^3, то следует пользоваться формулой

$$p_в = g\rho_в h_{пьез}. \quad (9.52)$$

Например, значение $h_{пьез} = 10$ м вод. ст. соответствует давлению $p_в = 98070$ Па при температуре воды 4 °С и 89910 Па при 150 °С, т. е. 8,3 % меньшему (см. табл. 9.1), в то время как 1 ат соответствует 101 325 Па.

Перепад давления на трение в трубопроводе $p^{уч}_{тр}$, разделенный на $g\rho_в$, называется потерей напора на трение $h^{уч}_{тр}$. Таким образом, имеем, см. формулы (9.6) и (9.7)

$$h^{уч}_{тр} = \frac{p^{уч}_{тр}}{g\rho_в} = \frac{\lambda_{тр} w_{ср} l_{уч}}{2g d_{вн}} \quad (9.53)$$

Уравнение (9.51) в переводе на значения напоров приобретает вид

$$h^{пьез}_{нач} + z^{уч}_{нач} = h^{пьез}_{кон} + z^{уч}_{кон} + h^{уч}_{тр} = H \quad (9.53а)$$

Величина H, в соответствии с уравнением (9.51) постоянная для всех сечений труб на участке, называется полным напором. Если потери напора на трение отнести к 1 м длины трубопровода [illegible] диаметра, то получим его удельные потери напора

$$\Delta h^{уч}_{тр} = \frac{h^{уч}_{тр}}{l_{уч}} = \frac{\Delta p_{уч}}{g\rho_в} = \frac{\lambda_{тр} w_{ср}^2}{2g d_{вн}} = 0{,}08265 \frac{\lambda_{тр} (G_{уч})^2}{\rho_в^2 d_{вн}^5} \quad (9.54)$$

Удельные потери напора $\Delta h^{уч}_{тр}$, являющиеся безразмерными величинами и называемые гидравлическими уклонами, обозначаются $i^{уч}_{гидр}$. При этом имеем

$$\Delta h^{сум}_{тр} = \sum i^{уч}_{гидр} l_{уч} (1 + \beta_{уч}) = 0{,}08265 \sum \frac{\lambda_{тр} (G_{уч})^2 l_{уч} (1 + \beta_{уч})}{\rho_в^2 d_{вн}^5} \quad (9.54а)$$

Аналогично этому от перепадов давления между нагнетательными и всасывающими патрубками насосов $p_{нп}$ можно перейти к развиваемым этими насосами напорам $H_н$, равным

$$H_н = \frac{p_{нп}}{g\rho_в} = \frac{\Delta p_{нп}}{g\rho_в} \quad (9.55)$$

Перепады давления [illegible] подающими и обратными трубопроводами, необходимые для обеспечения подачи [illegible] сетевой воды на [illegible] также могут быть представлены в виде соответствующих потерь напора

$$\Delta h_{т.п} = \Delta p_{т.п} \quad (9.55а)$$

Перепады давления [illegible] и оборудовании теплопотребляющих [illegible] в циркуляционный контур [illegible] щему и обратному [illegible] быть представлены [illegible] напора $\Delta h^{под}_{т.п}$ и $\Delta h^{обр}_{т.п}$, определяемые [illegible] формулой (9.55). Тогда [illegible] определения перепадов [illegible]

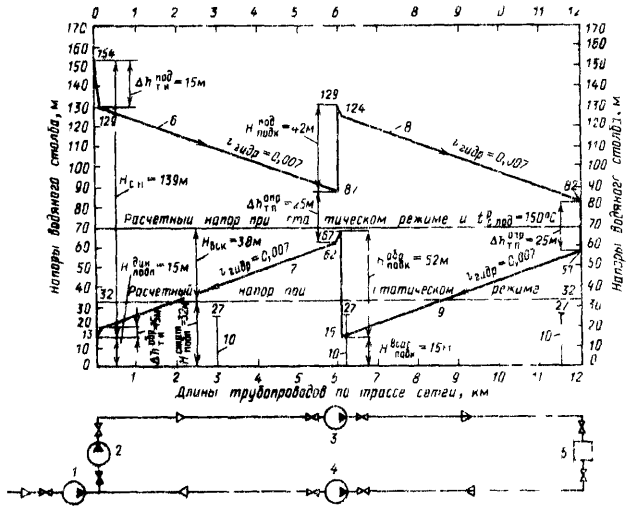


Рис. 9.1 Пьезометрический график при ровном рельефе местности по трассе сетей:

1 – подпиточные насосы, *2* – сетевые насосы, *3* – подкачивающие насосы по подающему трубопроводу, *4* – подкачивающие насосы по обратному трубопроводу, *5* – определяющий тепловой пункт, *6* – пьезометр подающего трубопровода основной зоны, *7* – пьезометр обратного трубопровода основной зоны, *8* – пьезометр подающего трубопровода следующей зоны, *9* – пьезометр обратного трубопровода следующей зоны, *10* – девятиэтажные здания, присоединяемые к сетям

ваемых работой сетевых насосов, $\Delta p_{с\,н}$ при пересчете на потери напора приобретает вид

$$H_{с\,н} = \Delta h^{сум}_{с\,под} + \Delta h^{опр}_{т\,п} + \Delta h^{сум}_{с\,обр} + \Delta h^{сум}_{т\,и} \qquad (9.56)$$

Здесь значения $\Delta h^{сум}_{с\,под}$ и $\Delta h^{сум}_{с\,обр}$ определяются по формулам (9.41) и (9.53).

Приведенные выше соотношения между различными перепадами давления и отметками поверхности земли по трассе сетей также могут быть представлены в виде соотношений между потерями напора и этими отметками. Например, вместо неравенства (9.50) в этом случае получаем

$$H^{дин}_{подп} \geq (\Delta h^{сум}_{т\,п} + h_{т\,п} + \Delta h^{сум}_{т\,и}) - (h^{сум}_{с\,обр} + \Delta h^{опр}_{т\,п} + \Delta h^{обр}_{т\,и} + \Delta h^{сум}_{с\,под} + \Delta h_{с\,под}) \qquad (9.56а)$$

Переход от давлений и перепадов давления к напорам и потерям напора позволяет упростить анализ гидравлических режимов сетей и использовать для него графики напоров в сетях.

При графической интерпретации уравнения Бернулли в соответствии с приведенными выше формулами для характеристики изменений давления воды в пределах циркуляционного контура сетей используются графики, называемые пьезометрическими или сокращенно пьезометрами (рис. 9.1 и 9.2).

По абсциссам этих графиков откладываются длины участков сетей от оси сетевых насосов (практически от точки выхода трубопроводов из здания теплоисточника) вплоть до характерного узла на трассе этих сетей, обычно до определяющего теплового пункта.

В качестве ординат на таких графиках наносятся отметки поверхности земли по трассе сетей с привязкой к ним в случае надобности высот присоединяемых зданий $h_{зд}$, затем наносятся графики изменения напоров в подающих и обратных трубопроводах по трассе сетей.

Построение графиков начинается с оценки минимально необходимого напора на всасе сетевых насосов, совпадающего с напором на нагнетании подпиточных насосов ($H^{всас}_{с\,н} = H^{нагн}_{подп}$).

Проверка достаточности принятого значения $H^{нагн}_{подп}$ производится после прикидочного построения графика (см. ниже). Откладывая значения $H^{всас}_{с\,н}$ от условной нулевой отметки в исходной точке, соответствующей оси сетевых насосов, получаем наинизшую точку пьезометра для обратного трубопровода. Добавлением к $H^{всас}_{с\,н}$ потерь напора в этом трубопроводе в пределах теплоисточника $\Delta h^{обр}_{т\,и}$ при сохранении практически той же абсциссы получаем точку, соответствующую напору на входе обратного трубопровода в здание теплоисточника. Начиная от этой точки пьезометр для обратного трубопровода поднимается по трассе сетей с уклоном вверх и состоит из сочетания наклонных линий для каждого участка, причем угол их наклона к горизонтали соответствует гидравлическому уклону $i_{гидр}$ по формуле (9.54). Поскольку трасса сетей состоит из множества участков с разными значениями расходов воды и диаметров труб, значения гидравлических уклонов по участкам получаются различными. Однако изменения уклонов для соседних участков невелики, а потому в целях упрощения графиков используются усредненные значения гидравлических уклонов, подсчитываемые исходя из сумм потерь напора

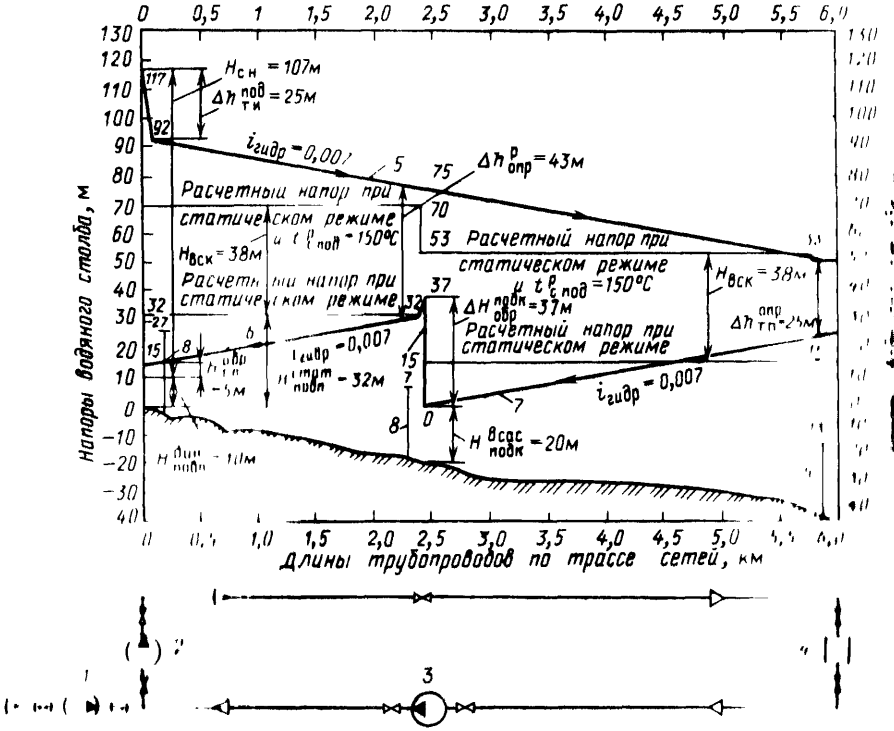


Рис. 9.[illegible] Пьезометрический график при понижающемся рельефе местности по трассе сетей

1 – [illegible] сетевые насосы, 3 – подкачивающие насосы [illegible] трубопроводу, 4 – определяющий тепловой пункт, 5 – пьезометр подающего трубопровода основной и [illegible] 6 – пьезометр обратного трубопровода основной (верхней) [illegible] пьезометр обратного трубопровода следующей (нижней) зоны, 8 – девятиэтажные [illegible] к сетям

[illegible] для ряда участков по формуле

$$i^{обр}_{гидр} = \sum h^{уч}_{тр} / \sum l_{уч}. \qquad (9.56б)$$

Таким способом, двигаясь по трассе сетей можно достигнуть наивысшей точки пьезометра обратного трубопровода, соответствующей определяющему тепловому пункту. При построении пьезометров для магистральных сетей в качестве определяющего выбирается тепловой пункт на стыке этих сетей с распределительными. Откладывая в конечной точке пьезометра обратного трубопровода вертикальный отрезок, равный $\Delta h^{опр}_{тп}$, получаем соответствующую наинизшую точку пьезометра подающего трубопровода, начиная от которой этот пьезометр проходит с уклоном вверх по направлению к теплоисточнику. При его построении используется та же формула (9.54) для подсчета гидравлических уклонов.

При закрытой системе из-за одинаковых расчетных расходов сетевой воды и диаметров труб для подающих и обратных трубопроводов гидравлические [illegible] для них совпадают ($i^{под}_{гидр} = i^{обр}_{гидр}$) [illegible] пьезометры в этих трубопроводах [illegible] относительно горизонтали, соответствующей значению ординаты $H^{[illegible]}_{[illegible]}$ [illegible] $+ \sum i^{уч}_{гидр} l_{уч}$, см. формулы [illegible] (9.53а) и (9.56).

При открытой системе [illegible] не имеет места, так [illegible] разбора сетевой воды в местных [illegible] водоснабжения при равных [illegible] труб гидравлические уклоны [illegible] трубопровода на участке [illegible] подающего ($i^{обр}_{гидр} < i^{под}_{гидр}$). [illegible] два предельных случая [illegible] разбором сетевой воды либо [illegible] трубопроводов, либо [illegible]

Первый случай соответствует [illegible] ной температуре во[illegible] проводе, равной требуемой [illegible] го водоснабжения, $t^{[illegible]}_{[illegible]}$ [illegible]

Во втором случае для этого разбора достаточна температура воды в обратном трубопроводе, если она составляет 60 – 70 °С, что соответствует режимам работы сетей при наиболее низких температурах наружного воздуха, близких к расчетной для систем отопления $t_{н}^{р.от}$ (§ 8.2).

Согласно нормам [22] построение пьезометров при открытой системе должно производиться для двух режимов, соответствующих максимальному разбору всей воды только из подающего или только из обратного трубопровода.

Для пересчета значений гидравлических уклонов с одного режима на другой используется формула (9.54), в которой обычно пренебрегают незначительными изменениями величины $\lambda_{тр}$, связанными с переходом от расчетного значения расхода воды к другому (см. § 9.2). При таком допущении пересчет можно производить по упрощенной формуле:

$$i_{гид.р} = i_{гид.тр}^{р}\left(\frac{G_{в}}{G_{в}^{р}}\right)^{2} \qquad (9.57)$$

На построенных описанным способом пьезометрических графиках фиксируется расположение горизонтальных линий, соответствующих необходимым напорам при статическом режиме в двух вариантах, а именно: для обеспечения заполнения водой сетей и систем без учета вскипания воды по формуле (9.45) и с учетом такого обеспечения при расчетной температуре воды в подающем трубопроводе, т. е. с повышением слагаемого $h_{вск}$ при $t_{г}^{р.от} = 150$ °С $h_{вск} = 48$ м, см. формулу (9.56а). В нижней части пьезометрических графиков размещается упрощенная схема сетей с расположением насосов и предохранительных устройств.

В качестве примера на рис. 9.1 представлен пьезометрический график для магистральных или транзитных сетей большой протяженности (12 км) до определяющего теплового пункта (микрорайонного или районного) при близком к плоскому рельефе местности по трассе. Основная линия статического давления выбрана из условия заполнения местных систем теплопотребления девятиэтажных зданий высотой 27 м, что с запасом 5 м соответствует высоте подпиточному напору подпиточных насосов при этом режиме $H_{подп}^{стат} = 32$ м. Для обеспечения невскипания воды с температурой 150 °С в верхних точках таких систем этот напор должен быть увеличен до 70 м.

Построение графиков при расчетном динамическом режиме производится по известным значениям среднего гидравлического уклона с учетом коэффициента местных потерь (см. табл. 9.7 и 9.9). В данном случае принято значение $i_{гид.тр}^{ср} = 0{,}007$, которому при длине трассы тепловых сетей 12 км соответствуют суммарные потери напора на трение в трубопроводах, равные 84 м. При закрытой системе эта величина относится как к подающему, так и к обратному трубопроводу.

С учетом минимальной величины напора на всасе сетевых насосов, оцененной в $H_{с.н}^{всас} = H_{подп}^{магн} = 15$ м, и потерь напора в обратных трубопроводах и оборудовании теплоисточника, включенных в этот трубопровод $\Delta h_{т.и}^{обр} = 5$ м, получаем наивысшую отметку пьезометра обратного трубопровода на входе в определяющий тепловой пункт $h_{с.обр}^{макс} = 104$ м. Однако при таком напоре, превышающем на 44 м расчетный для систем отопления с чугунными приборами, большую часть соответствующих зданий пришлось бы присоединить по независимой схеме. В таких условиях целесообразно сооружение подкачивающей насосной станции примерно в середине трассы сетей. Построенный пьезометрический график с такой станцией представлен на рис. 9.1. В данном случае требуется подкачка воды как по подающему, так и по обратному трубопроводу, а развиваемый подкачивающими насосами напор должен составлять 42 м по подающему и 52 м по обратному трубопроводам (с учетом потерь напора в пределах насосной станции в размере 5 м для каждого трубопровода). Соответствующий расчетный напор на нагнетании сетевых насосов составит 154 м, что позволяет использовать трубопроводы и оборудование, рассчитанные на условное давление $p_{у} = 1{,}6$ МПа.

При наинизшей отметке пьезометра подающего трубопровода 82 м вскипание воды с температурой 150 °С исключается как в трубопроводах, так и в верхних точках систем девятиэтажных зданий. Однако при этом давления в нижних точках систем составят не менее 70 м, что недопустимо для чугунных приборов, и потому эти системы могут присоединяться только по зависимой схеме со смешением.

Заполнение водой систем девятиэтажных зданий при динамическом режиме может производиться из обратных трубопроводов, за исключением зданий, присоединенных к их начальным участкам вблизи теплоисточника и насосной станции, у которых такое заполнение возможно частично из подающего и частично из обратного трубопроводов.

Подпитка второй зоны тепловых сетей после подкачивающей насосной станции в данном случае возможна из подающего трубопровода смежной зоны через регулятор давления «после себя».

На рис 9.2 представлен пьезометрический график, применяемый в условиях значительного понижения отметок поверхности земли по трассе сетей, а именно на 40 м ниже условной нулевой отметки при протяженности трассы 6 км. При этом применение единого значения напора при статическом режиме для всех участков исключается, так как на головных участках он должен составлять не менее 32 м, что при отметках в конце трассы на 40 м ниже нулевой приводит к напорам в нижних точках систем этих зданий 72 м.

Разделение сетей при статическом режиме на две зоны целесообразно осуществить в точке, соответствующей отметке поверхности земли на 20 м ниже нулевой, при которой статический напор в нижних точках зданий оказывается близким к расчетному для систем с чугунными приборами.

В этой же точке целесообразно размещение подкачивающей насосной станции, на которой должно осуществляться снижение напора при статическом режиме, а по обратному трубопроводу — также и при динамических режимах за счет установки подкачивающих насосов на этом трубопроводе.

В динамических режимах пьезометр обратного трубопровода на выходе из насосной станции целесообразно совместить с отметкой, совпадающей с нулевой, что потребует напора подкачивающих насосов на обратном трубопроводе, равного 37 м (с учетом потерь напора 5 м в пределах насосной). При этом с учетом потерь напора в обратном трубопроводе нижней зоны [illegible] м, а также располагаемого напора 2[illegible] м на определяющем тепловом пункте [illegible] напор в месте выхода подающего трубопровода из этого пункта [illegible] отметке 50 м. Такой напор [illegible] предотвращения вскипания [illegible] турой 150 °С. При отметке 50 м [illegible] ной точки пьезометра подающего трубопровода и потерях напора в [illegible] протяжении трассы 42 м напор [illegible] трубопровода из здания [illegible] составит 92 м. Необходимый [illegible] насосов равен 117 м [illegible] потерь напора в подающих трубопроводах в пределах теплоисточника 25 м. При [illegible] установки подкачивающих насосов по подающему трубопроводу не требуется. [illegible] сведения по построению [illegible] графиков при различных режимах приведены в [77, 100, 121].

Глава десятая

ТЕПЛОВЫЕ РАСЧЕТЫ ИЗОЛЯЦИОННЫХ КОНСТРУКЦИЙ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

10.1. Основные задачи тепловых расчетов изоляционных конструкций

Тепловые расчеты изоляционных конструкций проводятся с целью определения тепловых потерь трубопроводов с заданной конструкцией тепловой изоляции при данном типе прокладки, а также с целью определения по заданным значениям этих потерь соответствующих толщин изоляционных слоев, выполняемых из материалов с известной теплопроводностью. В состав тепловых расчетов входит также определение изменений температур теплоносителя в тепловых сетях в результате их тепловых потерь и проверка температуры наружной поверхности тепловой изоляции, которая при прокладке в помещениях по нормам [22, 61] должна быть не выше 45 °С при температуре воздуха в помещении 25 °С.

При надземной и подземной прокладке тепловых сетей в местах [illegible] обслуживанию (туннели, [illegible] камеры, эстакады), допускается [illegible] температуры поверхности [illegible] до 60 °С.

Максимальные [illegible] потери трубопроводов [illegible] при различных типах [illegible] в нормативных документах [illegible].

Исходной в задачах [illegible] расчета тепловых сетей является [illegible] теплоносителя $t_т$ на входе [illegible] объект, обычно участок [illegible] протяжении которого диам[illegible] характеристика теплоизоляционной [illegible] (толщина, теплопровод[illegible] слоев) остаются неизменными [illegible], при тепловых расчетах [illegible] температура окружающей [illegible] мающей тепловые [illegible] тепловых сетей. Характер[illegible] среды определяется [illegible]

сетей, эти типы могут быть сведены к двум основным, соответствующим надземной и подземной прокладке сетей.

В первом случае окружающей средой для конструкции сетей является воздух (воздушная прокладка), а во втором – массив грунта, в котором заложены эти конструкции. К воздушной прокладке относятся все трубопроводы и оборудование тепловых сетей, расположенные внутри помещений или вне их на открытом воздухе.

10.2. Тепловые расчеты при воздушной прокладке тепловых сетей

Конструкции изолированных трубопроводов тепловых сетей состоят из нескольких слоев по толщине, выполненных из различных материалов. Слоем прилегающим непосредственно к теплоносителю, является стенка стальной трубы. На наружную поверхность трубы согласно нормам [22] должно наноситься антикоррозионное покрытие, а поверх него – основной изоляционный слой, состоящий при воздушной прокладке тепловых сетей обычно из штучных изоляционных изделий. Толщины этого слоя выбираются из технико-экономических соображений. Поверх основного слоя укладывается покровный слой из металлических листов или пластиков. Суммарная толщина изоляционной конструкции в целом для водяных тепловых сетей при воздушной прокладке в зависимости от диаметра труб должна быть не больше оговоренной в нормах [22], а именно от 0,07 м при D_y = 25 мм до 0,20 м при D_y = 350 мм и более. При этом каждый слой изоляционной конструкции выполняется одной толщины по окружности изолируемой трубы.

При такой конфигурации и воздушной прокладке трубопроводов можно считать температуры на границах между двумя соседними слоями одинаковыми по окружности. Тепловые потоки от трубы до наружной поверхности изоляционной конструкции при этом направлены по радиусам ее поперечного сечения и одинаковы по величине для любого сектора этого сечения с заданным углом (радиальный тепловой поток). Тепловые потоки для всей поверхности изолированного трубопровода $Q_{т.п}$, Вт, пропорциональны его длине $l_{тр}$, а для участка длиной 1 м любого слоя изоляционной конструкции с заданными температурами наружной $t_н^{сл}$ и внутренней $t_в^{сл}$ поверхности определяются по формуле

$$q_{т.п} = \frac{Q_{т.п}}{l_{тр}} = \frac{t_{вн} - t_н^{сл}}{R} \qquad (10.1)$$

Здесь $q_{т.п}$ – удельные тепловые потери, Вт/м, а $R_{сл}$ – термическое сопротивление данного слоя, м К/Вт. Для слоя из материала теплопроводностью $\lambda_{сл}$, Вт/(м К), ограниченного цилиндрическими поверхностями с внутренним диаметром $d_{вн}^{сл}$ и наружным $d_н^{сл}$, м, величина $R_{сл}$ определяется основным уравнением теплопередачи в цилиндрических объектах.

$$R_{сл} = \frac{1}{2\pi\lambda_{сл}} \ln \frac{d_н^{сл}}{d_{вн}^{сл}}. \qquad (10.2)$$

Отсюда

$$q_{т.п} = \frac{2\pi\lambda_{сл}(t_{вн}^{сл} - t_н^{сл})}{\ln \dfrac{d_н^{сл}}{d_{вн}^{сл}}}. \qquad (10.3)$$

Учитывая что толщина слоя составляет $\delta_{сл} = \frac{1}{2}(d_н^{сл} - d_{вн}^{сл})$, формулу (10.2) можно представить так:

$$R_{сл} = \frac{1}{2\pi\lambda_{сл}} \ln\left(1 + \frac{2\delta_{сл}}{d_{вн}^{сл}}\right) \qquad (10.2а)$$

Из формулы (10.2а) видно, что значения термического сопротивления слоя $R_{сл}$ тем меньше, чем меньше отношение его толщины к внутреннему диаметру $\Delta_{сл} = \delta_{сл}/d_{вн}^{сл}$ и чем больше теплопроводность материала слоя $\lambda_{сл}$. Поэтому такие значения $R_{сл}$ оказываются наименьшими для металлических стенок труб и их антикоррозионных покрытий и наибольшими для основного изоляционного слоя. При малых значениях отношения $\Delta_{сл} = \delta_{сл}/d_{вн}^{сл}$ формулы (10.2) могут быть значительно упрощены, если принять

$$\ln(1 + 2\Delta) \approx \frac{2\Delta}{1 + \Delta} \qquad (10.4)$$

В табл. 10.1 приведены значения $\ln(1 + 2\Delta_{сл})$ в зависимости от безразмерного параметра $\Delta_{сл} = \delta_{сл}/d_{вн}^{сл}$ при его значениях от 0,025 до 3. При значениях $\Delta_{сл}$, меньших 0,4, погрешность приближенного соотношения (10.4) составляет менее –3 %.

Исходя из формулы (10.4) можно получить следующие приближенные выражения для термического сопротивления слоя, а также для удельных тепловых потерь на 1 м длины трубопровода:

$$R_{сл} \approx \frac{\delta_{сл}}{\pi\lambda_{сл}(d_{вн}^{сл} + \delta_{сл})}, \qquad (10.5)$$

$$q_{т.п} \approx \pi\lambda_{сл}(t_{вн}^{сл} - t_н^{сл})\left(1 + \frac{d_{вн}^{сл}}{\delta_{сл}}\right). \qquad (10.5а)$$

Таблица 10.1. **Значения параметров** $\ln(1+2\Delta_{сл})$ **и** $(1+2\Delta_{сл})\ln(1+2\Delta_{сл})$ **при значениях** $\Delta_{сл}$ **от 0,025 до 3**

Значения $\Delta_{сл}$	0,025	0,030	0,040	0,050	0,075	0,100	0,125
Значения $\ln(1+2\Delta_{сл})$	0,0488	0,0583	0,0770	0,0953	0,1398	0,1823	0,2231
Значения $(1+2\Delta_{сл})\ln(1+2\Delta_{сл})$	0,0514	0,0618	0,0832	0,1048	0,1608	0,2188	0,2789
Значения $\Delta_{сл}$	0,150	0,175	0,200	0,225	0,250	0,300	0,350
Значения $\ln(1+2\Delta_{сл})$	0,2624	0,3001	0,3365	0,3716	0,4055	0,4700	0,5306
Значения $(1+2\Delta_{сл})\ln(1+2\Delta_{сл})$	0,3441	0,4051	0,4711	0,5388	0,6082	0,7520	0,9030
Значения $\Delta_{сл}$	0,400	0,450	0,500	0,550	0,600	0,650	0,700
Значения $\ln(1+2\Delta_{сл})$	0,5878	0,6418	0,6931	0,7419	0,7885	0,8329	0,8755
Значения $(1+2\Delta_{сл})\ln(1+2\Delta_{сл})$	1,0580	1,2194	1,3862	1,5580	1,7347	1,9157	2,1013
Значения $\Delta_{сл}$	0,750	0,800	0,850	0,900	0,950	1,00	1,10
Значения $\ln(1+2\Delta_{сл})$	0,9163	0,9555	0,9932	1,0296	1,0647	1,0986	1,1632
Значения $(1+2\Delta_{сл})\ln(1+2\Delta_{сл})$	2,2908	2,4843	2,6816	2,8829	3,0876	3,2958	3,7231
Значения $\Delta_{сл}$	1,20	1,30	1,40	1,50	1,60	1,70	1,80
Значения $\ln(1+2\Delta_{сл})$	1,2238	1,2809	1,3350	1,3863	1,4351	1,4816	1,5260
Значения $(1+2\Delta_{сл})\ln(1+2\Delta_{сл})$	4,1609	4,6112	5,0730	5,5452	6,0274	6,5190	7,0196
Значения $\Delta_{сл}$	1,90	2,00	2,20	2,40	2,60	2,80	3,00
Значения $\ln(1+2\Delta_{сл})$	1,5686	1,6094	1,6863	1,7579	1,8245	1,8871	1,9459
Значения $(1+2\Delta_{сл})\ln(1+2\Delta_{сл})$	7,5293	8,0470	9,1065	10,196	11,312	12,465	13,651

Приближенные значения удельных тепловых потерь по формуле (10.5а) совпадают с точными для этих потерь применительно к плоскому слою толщиной $\delta_{сл}$ с поверхностью, равной $F_{сл}=\dfrac{\pi l}{2}(d_{вн}^{сл}+d_{н}^{сл})$, м², так как для плоского слоя имеем

$$Q_{т\,п}=\frac{(t_{вн}^{сл}-t_{н}^{сл})F_{сл}}{R_{сл}}. \qquad (10.6)$$

В этом случае

$$R_{сл}=\delta_{сл}/\lambda_{сл}. \qquad (10.6а)$$

Здесь размерность $R_{сл}$ – м²·К/Вт. При $F_{сл}=\pi l(d_{вн}^{сл}+\delta_{сл})$ из формулы (10.6) получаем формулу (10.5а). Величину $F_{сл}=\pi l(d_{вн}^{сл}+\delta_{сл})$ можно представить также как $\pi d_{ср}^{сл}l$, где $d_{ср}^{сл}=\dfrac{1}{2}(d_{вн}^{сл}+d_{н}^{сл})$ – средний диаметр цилиндрического слоя.

Применение приближенной формулы (10.4) позволяет также упростить решение задачи определения необходимой толщины слоя по заданной величине его тепловых потерь $q_{т\,п}$ и температурам поверхностей $t_{вн}^{сл}$ и $t_{н}^{сл}$. Из основной формулы (10.1) получаем

$$R_{сл}=\frac{t_{вн}^{сл}-t_{н}^{сл}}{q_{т\,п}}=\frac{(t_{вн}^{сл}-t_{н}^{сл})l}{Q_{т\,п}}. \qquad (10.7)$$

Отсюда с учетом формулы (10.7а)

$$\delta_{сл}=\frac{d_{вн}^{сл}}{2}(e^{2\pi\lambda_{сл}R_{сл}}-1)$$

$$=\frac{d_{вн}^{сл}}{2}\left[e^{\frac{2\pi\lambda_{сл}(t_{вн}^{сл}-t_{н}^{сл})}{q_{т\,п}}}-1\right] \qquad (10.8)$$

Это сложное выражение, полученное при приближенной формуле (10.5а), можно упростить следующим образом

$$\delta_{сл}\approx\frac{\pi d_{вн}^{сл}\lambda_{сл}(t_{вн}^{сл}-t_{н}^{сл})}{q_{т\,п}-\pi\lambda_{сл}(t_{вн}^{сл}-t_{н}^{сл})}. \qquad (10.8а)$$

Расчет по формуле (10.8а) приводит к несколько преувеличенным значениям $\delta_{сл}$, но не более чем на 5% при значениях параметра $\dfrac{\lambda_{сл}(t_{вн}^{сл}-t_{н}^{сл})}{q_{т\,п}}$ менее 0,1.

В предыдущих формулах теплопроводность материала слоя $\lambda_{сл}$ принята постоянной

ной. Если в слое значительной толщины имеет место большой перепад температур $t_{вн}^{сл} - t_{н}^{сл}$, то при вычислении тепловых потоков в этом слое может оказаться зависимость теплопроводности от температуры. Эту зависимость даже на значительных интервалах температур можно принять линейной в соответствии с уравнением

$$\lambda = \lambda_0 + \beta_t t \qquad (10.9)$$

Здесь λ_0 – теплопроводность при 0 °С, а β_t – температурный коэффициент, значения которого для изоляционных материалов находятся в пределах 0,0001 – 0,0003 Вт/(м·К^2) (см. гл. 5). При таких малых величинах β_t могут быть сохранены основные формулы (10.1) – (10.3), если в них заменить постоянные значения $\lambda_{сл}$ на средние $\lambda_{сл}^{ср}$:

$$\lambda_{сл}^{ср} = \lambda_{сл}^{0} + \beta_t t_{ср}^{сл}. \qquad (10.9а)$$

Для плоского изоляционного слоя его средняя температура $t_{ср}^{сл}$ равна средней арифметической из температур обеих поверхностей:

$$t_{ср}^{сл} = \frac{1}{2}(t_{вн}^{сл} + t_{н}^{сл}). \qquad (10.10)$$

Отсюда

$$\lambda_{ср}^{сл} = \lambda_{сл}^{0} + \frac{\beta_t}{2}(t_{вн}^{сл} + t_{н}^{сл}). \qquad (10.10а)$$

Эту же зависимость с малой погрешностью можно использовать применительно к цилиндрическим слоям.

Для многослойных изоляционных конструкций с концентричным расположением отдельных слоев относительно оси трубы формулы (10.1) могут быть сохранены, если вместо значения термического сопротивления одного слоя $R_{сл}$ в них поставить сумму этих сопротивлений по всем слоям в направлении от стенки трубы до поверхности изоляционной конструкции. При этом в общем случае

$$R_к = \sum R_{сл} = R_{тр} + R_{тр}^{пок} + R_{из} + R_{из}^{пок} \qquad (10.11)$$

Здесь $R_{тр}$, $R_{тр}^{пок}$, $R_{из}$, $R_{из}^{пок}$ соответственно термические сопротивления стенки трубы с внутренним диаметром $d_{вн}^{тр}$ и наружным $d_{н}^{тр}$, антикоррозионного покрытия с внутренним диаметром $d_{н}^{тр}$ и наружным $d_{тр}^{пок}$, основного изоляционного слоя с внутренним диаметром $d_{тр}^{пок}$ и наружным $d_{н}^{из}$ и наконец, покровного слоя изоляции с внутренним диаметром $d_{н}^{из}$ и наружным $d_{н}^{пок}$.

Каждое из этих значений R определяется по формулам (10.2) с подстановкой в них соответствующих значений теплопроводности материала $\lambda_{тр}$, $\lambda_{тр}^{пок}$, $\lambda_{из}$, $\lambda_{из}^{пок}$. При этом наибольшим из слагаемых всегда является термическое сопротивление основного изоляционного слоя $R_{из}$, а следующим по величине – термическое сопротивление покровного слоя $R_{из}^{пок}$. Величины $R_{тр}^{пок}$ незначительны из-за малой толщины покрытий труб, а $R_{тр}$ – из-за большой теплопроводности металла.

В тех случаях, когда не учитывается сопротивление какого-либо слоя, соответствующая разность температур $t_{вн}^{сл} - t_{н}^{сл}$ принимается равной нулю. Таким образом, температуру внутренней поверхности основного изоляционного слоя практически всегда можно приравнять температуре наружной поверхности трубы ($t_{вн}^{из} = t_{н}^{тр}$), а при игнорировании термического сопротивления покровного слоя температуру наружной поверхности этого слоя можно приравнять температуре наружной поверхности основного изоляционного слоя ($t_{н}^{пок} = t_{н}^{из}$).

При тепловых расчетах заданными являются не температуры различных поверхностей, а температуры теплоносителя $t_т$, движущегося по трубопроводам, и окружающей среды при воздушной прокладке – воздуха, омывающего наружную поверхность изоляционной конструкции $t_{возд}$.

В связи с этим в суммарное термическое сопротивление этой конструкции от теплоносителя к воздуху $R_к^{сум}$ в общем случае должны быть дополнительно включены два слагаемых, учитывающих сопротивление теплоотдаче от теплоносителя к внутренней поверхности трубы $R_т$ и от наружной поверхности изоляционной конструкции к окружающему воздуху $R_{возд}$. Это суммарное термическое сопротивление составляет

$$R_к^{сум} = R_т + \sum R_{сл} + R_{возд}. \qquad (10.11а)$$

Суммарное термическое сопротивление $R_к^{сум}$ называют также сопротивлением теплопередаче этой конструкции. Слагаемые $R_т$ и $R_{возд}$, м·К/Вт, для цилиндрических изоляционных конструкций определяются по формулам

$$R_т = \frac{1}{\pi d_{вн}^{тр} \alpha_т}, \qquad (10.12)$$

$$R_{возд} = \frac{1}{\pi d_{н}^{пок} \alpha_{из}}. \qquad (10.12а)$$

Здесь $\alpha_т$, Вт/(м^2·К) – коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к внутренней поверхности трубы; $\alpha_{из}$, Вт/(м^2·К) – коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности изоляционной конструкции к окружающему воздуху. С их учетом формулы (10.1) и (10.3) для тепловых потерь изолированных

трубопроводов приобретают вид

$$q_{\text{л}} = \frac{t_{\text{т}} - t_{\text{возд}}}{R_{\text{л}}^{\text{с м}}} = \frac{t_{\text{т}} - t_{\text{возд}}}{R_{\text{т}} + \sum R_{\text{сл}} + R_{\text{возд}}} = \frac{\pi (t_{\text{т}} - t_{\text{возд}})}{\frac{1}{\alpha_{\text{т}} d_{\text{вн}}^{\text{тр}}} + \frac{1}{2} \sum \frac{1}{\lambda_{\text{ст}}} \ln \frac{d_{\text{н}}^{\text{сл}}}{d_{\text{вн}}^{\text{сл}}} + \frac{1}{\alpha_{\text{из}} d_{\text{н}}^{\text{пок}}}} \quad (10\,13)$$

Значения коэффициентов теплоотдачи $\alpha_{\text{т}}$ и $\alpha_{\text{из}}$ определяются условиями теплообмена с окружающей средой В водяных сетях течение воды всегда является турбулентным а потому сопротивление теплоотдаче от теплоносителя к стенке трубы незначительно, так что в расчетах трубопроводов этих сетей величиной $R_{\text{т}}$ можно пренебречь и считать температуру внутренней поверхности труб равной температуре воды в них ($t_{\text{вн}}^{\text{тр}} = t_{\text{т}}$)

Коэффициент теплоотдачи $\alpha_{\text{из}}$ от наружной поверхности изоляции к омывающему ее воздуху следует учитывать всегда, так как значения этого коэффициента для изолированных трубопроводов водяных тепловых сетей невелики и составляют примерно 6 – 14 Вт (м^2 К) при их прокладке в помещениях и до 60 Вт/(м^2 К) при прокладке на открытом воздухе с сильным ветром [138]

Низкие коэффициенты теплоотдачи от наружной поверхности изоляции к неподвижному воздуху определяются преобладанием теплообмена за счет свободной конвекции, при которой значения коэффициентов зависят только от разности температур $t_{\text{н}}^{\text{пок}} - t_{\text{возд}}$

При прокладке на открытом воздухе и наличии ветра вместо свободной появляется вынужденная конвекция, что приводит к увеличению коэффициента теплоотдачи, определяемого в таких случаях скоростью ветра

Помимо теплоотдачи за счет конвективного теплообмена при воздушной прокладке необходимо учитывать радиационный теплообмен, связанный только с наличием разности температур теплоотдающей поверхности и воздуха В связи с этим значения коэффициента теплоотдачи от поверхности изоляции к воздуху $\alpha_{\text{из}}$ следует определять как сумму двух коэффициентов $\alpha_{\text{рад}}$ за счет радиационного и $\alpha_{\text{конв}}$ за счет конвективного теплообмена

$$\alpha_{\text{из}} = \alpha_{\text{рад}} + \alpha_{\text{конв}} \quad (10\,14)$$

Величины $\alpha_{\text{рад}}$, Вт/(м^2 К), зависят от значений температур $t_{\text{н}}^{\text{пок}}$ и $t_{\text{возд}}$ а также от излучательной способности материала покровного слоя изоляции характеризуемой его коэффициентом лучеиспускания $\sigma_{\text{луч}}$ Для поверхностей, поглощающих всю энергию потока излучения (абсолютно черных), коэффициент $\sigma_{\text{луч}}$ равен 5,67 Вт/(м^2 К^4)

Для материалов, применяемых в изоляционных конструкциях при изготовлении покровного слоя, значения коэффициента находятся в интервале 4 5 – 5,5 Вт/(м^2 К^4) и в качестве средней величины можно принять $\sigma_{\text{луч}} = 5{,}2$ Вт/(м^2 К^4) [138]

При известных значениях $\sigma_{\text{луч}}$ а также $t_{\text{н}}^{\text{пок}}$ и $t_{\text{возд}}$ коэффициент $\alpha_{\text{рад}}$ определяется по формуле

$$\alpha_{\text{рад}} = \frac{\sigma_{\text{луч}}}{10^8 (t_{\text{н}}^{\text{пок}} - t_{\text{возд}})} [(t_{\text{н}}^{\text{пок}} + 273)^4 - (t_{\text{возд}} + 273)^4] \quad (10\,15)$$

Значения $\alpha_{\text{рад}}$, подсчитанные по формуле (10 15) при $\sigma_{\text{луч}} = 5{,}2$ Вт/(м^2 К^4) температурах воздуха $t_{\text{возд}}$ от – 30 до – 40 С и разностях температур наружной поверхности изоляции и воздуха $t_{\text{н}}^{\text{пок}} - t_{\text{возд}}$ от 5 до 40 °С составляют от до Вт/(м^2 К) Таблицы этих значений приведены в [138]

Значения $\alpha_{\text{конв}}$ определяются отдельно для условий свободной и вынужденной конвекции по следующим формулам

при свободной конвекции

$$\alpha_{\text{конв}} = 1{,}66 \sqrt[4]{t_{\text{н}}^{\text{пок}} - t_{\text{возд}}} \quad (10\,16)$$

при вынужденной конвекции

$$\alpha_{\text{конв}} = 3{,}9 \frac{w_{\text{возд}}}{\sqrt[4]{d_{\text{н}}^{\text{пок}}}} \quad (10\,16\text{а})$$

где $w_{\text{возд}}$ – скорость ветра

Первая из этих формул применима при $(d_{\text{н}}^{\text{пок}})^3 (t_{\text{н}}^{\text{пок}} - t_{\text{возд}}^{\text{н}}) \geq 0{,}1$ Такое условие выполняется при $t_{\text{н}}^{\text{пок}} - t_{\text{возд}} = 5$ С и $d_{\text{н}}^{\text{пок}} > 0{,}5$ м а при $t_{\text{н}}^{\text{пок}} - t_{\text{возд}} = 10$ С и $d_{\text{н}}^{\text{пок}} > 0{,}2$ м

Таблицы значений $\alpha_{\text{конв}}$ по формуле (10 16) при разностях температур $t_{\text{н}}^{\text{пок}} - t_{\text{возд}}$ от 5 до 40 С приведены в [138] и обычно составляют 3 – 6 Вт/(м^2 К) поэтому при прокладке трубопроводов в помещениях значения общего коэффициента теплоотдачи находятся в пределах $\alpha_{\text{из}} = \alpha_{\text{рад}} + \alpha_{\text{конв}} = 6 - 14$ Вт (м^2 К) в частности при средней температуре воздуха $t_{\text{возд}} = 20$ С $\alpha_{\text{из}} = 9 - 12$ Вт/(м^2 К)

В качестве характерного для этих условий приводится [138] значение $\alpha_{\text{из}} = 10{,}5$ Вт/(м^2 К), которое может быть использовано при расчетах не требующих большой точности

При прокладке на открытом воздухе для определения значений $\alpha_{\text{из}}$ следует применять формулу (10 16а) с подстановкой расчетных значений скорости ветра $w_{\text{возд}}$ для данной местности, соответственно для

отопительного или летнего периода – по данным [6] При расчетах по формуле (10 16а) $\alpha_{конв} = 5 - 11$ Вт/(м^2 К) при $w_{возд} = 2$ м/с и $\alpha_{конв} = 17 - 38$ Вт/(м^2 К) при $w_{возд} = 15$ м/с Таблицы этих значений приведены в [138]

Суммируя значения $\alpha_{рад}$ по (10 15) и $\alpha_{конв}$ по (10 16а) можно получить значения общего коэффициента теплоотдачи $\alpha_{из}$ в условиях вынужденной конвекции, превышающие на 3–8 Вт (м^2 К) приведенные выше для $\alpha_{конв}$ при разных скоростях ветра

В качестве средних рекомендуются значения $\alpha_{из} = 20$ Вт/(м^2 К) при скорости ветра $w_{возд} = 5$ м/с и $\alpha_{из} = 35$ Вт/(м^2 К) при $w_{возд} = 15$ м/с [138]

Необходимость использования прикидочных значений $\alpha_{из}$ в качестве первого приближения при точных расчетах тепловых потерь изолированных трубопроводов связана с тем, что эти значения зависят от температуры наружной поверхности изоляции $t_н^{из}$ и эта температура может быть точно определена только после расчета тепловых потерь Приведенная ниже формула для расчета $t_н^{из}$ получена из формулы (10 13) с учетом значений $q_{т\,п}$, подсчитанных исходя из коэффициента теплоотдачи $\alpha_{из}$ без учета покровного слоя

$$t_н^{из} = t_{возд} + \frac{q_{т\,п}}{\pi\alpha_{из}d_н^{из}} = t_{возд} + \frac{t_т - t_{возд}}{1 + \dfrac{\alpha_{из}d_н^{из}}{2\lambda_{из}}\ln\dfrac{d_н^{из}}{d_и^{тр}}} \qquad (10\,17)$$

Подставляя в эту формулу ориентировочно оцененное значение $\alpha_{из}$ по приведенным выше данным, можно найти температуру наружной поверхности изоляции $t_н^{из}$ По этой температуре и формулам (10 14), (10 15), (10 16) и (10 16а) можно уточнить значения $\alpha_{из}$

Для однослойной изоляционной конструкции, пренебрегая всеми остальными слагаемыми $R_к^{сум}$ кроме $R_{из}$ и $R_{возд}$, формулу (10 13) для тепловых потерь можно упростить следующим образом

$$q_{т\,п} = \frac{t_т - t_{возд}}{R_{из} + R_{возд}} = \frac{\pi(t_т - t_{возд})}{\dfrac{1}{2\lambda_{из}}\ln\dfrac{d_н^{из}}{d_и^{тр}} + \dfrac{1}{\alpha_{из}d_н^{из}}} \qquad (10\,17а)$$

Во многих случаях формулы (10 17) могут быть упрощены за счет использования приближенного соотношения (10 4) при малых значениях параметра $\Delta_{из}$, равного отношению толщины основного изоляционного слоя к наружному диаметру трубы

$$\Delta_{из} = \delta_{из}/d_н^{тр}, \qquad (10\,18)$$

что приводит к следующим приближенным формулам

$$q_{т\,п} \approx \frac{\pi(t_т - t_{возд})}{\dfrac{\delta_{из}}{\lambda_{из}(d_н^{тр} + \delta_{из})} + \dfrac{1}{\alpha_{из}(d_н^{тр} + 2\delta_{из})}}, \qquad (10\,18а)$$

$$t_н^{из} \approx t_{возд} + \frac{t_т - t_{возд}}{1 + \dfrac{\alpha_{из}\delta_{из}(d_н^{тр} + 2\delta_{из})}{\lambda_{из}(d_н^{тр} + \delta_{из})}} \qquad (10\,18б)$$

Если требуется учесть термическое сопротивление покровного слоя $R_{из}^{пок}$ толщиной $\delta_{пок}$ и теплопроводностью $\lambda_{пок}$, то, поскольку отношение $\delta_{пок}/d_н^{из}$ невелико, для этого сопротивления можно во всех случаях использовать приближенное соотношение (10 4), принимая

$$R_{из}^{пок} = \frac{1}{\pi\lambda_{пок}\left(1 + \dfrac{d_н^{из}}{\delta_{пок}}\right)} \qquad (10\,19)$$

Тогда вместо формулы (10 17а) получаем

$$q_{т\,п} = \frac{\pi(t_т - t_{возд})}{\dfrac{1}{2\lambda_{из}}\ln\dfrac{d_н^{из}}{d_н^{тр}} + \dfrac{1}{\lambda_{пок}\left(1 + \dfrac{d_н^{из}}{\delta_{пок}}\right)} + \dfrac{1}{\alpha_{из}\left(d_н^{из} + 2\delta_{пок}\right)}} \qquad (10\,19а)$$

Наружная поверхность изоляционной конструкции при этом соответствует поверхности покровного слоя, а ее температура равна

$$t_н^{пок} = t_{возд} + \frac{q_{т\,п}}{\pi\alpha_{из}(d_н^{из} + 2\delta_{пок})} = t_{возд} + \frac{t_т - t_{возд}}{\left[1 + \alpha_{из}(d_н^{из} + 2\delta_{пок})\right] \times \left[\dfrac{1}{2\lambda_{из}}\ln\dfrac{d_н^{из}}{d_н^{тр}} + \dfrac{1}{\lambda_{пок}\left(1 + \dfrac{d_н^{из}}{\delta_{пок}}\right)}\right]} \qquad (10\,19б)$$

Для решения обратной задачи определения необходимой толщины изоляции по заданным тепловым потерям изолированного трубопровода т е величины $\delta_{из}$ или $d_н^{из}$ при известных значениях $q_{т\,п}$, $t_т - t_{возд}$ $\lambda_{из}$ и $\alpha_{из}$, формулу (10 17а) целесообразно представить

Таблица 10.2. **Значения параметра $\rho_{из}$ при значениях параметров $\Delta_{из}$ 0,025 2,0 и $\mu_{из} = 0{,}020 \div 0{,}400$**

Параметр $\Delta_{из} = \delta_{из}/d_{н}^{тр}$	Параметр $\mu_{из} = 2\lambda_{из}/\alpha_{н} d_{н}^{тр}$										
	0,020	0,040	0,060	0,080	0,100	0,150	0,200	0,250	0,300	0,350	0,400
0,025	0,068	0,087	0,106	0,125	0,144	0,192	0,239	0,287	0,334	0,382	0,430
0,050	0,113	0,132	0,150	0,168	0,186	0,232	0,277	0,323	0,368	0,413	0,459
0,075	0,157	0,175	0,192	0,209	0,227	0,270	0,314	0,357	0,401	0,444	0,488
0,100	0,199	0,216	0,232	0,249	0,266	0,307	0,349	0,391	0,432	0,474	0,516
0,125	0,239	0,255	0,271	0,287	0,303	0,343	0,383	0,423	0,463	0,503	0,543
0,150	0,278	0,293	0,308	0,324	0,339	0,378	0,416	0,455	0,493	0,532	0,570
0,175	0,315	0,330	0,345	0,359	0,374	0,411	0,448	0,485	0,522	0,559	0,596
0,200	0,351	0,365	0,379	0,394	0,408	0,444	0,479	0,515	0,551	0,586	0,622
0,225	0,385	0,399	0,413	0,427	0,440	0,475	0,509	0,544	0,578	0,613	0,647
0,250	0,419	0,432	0,446	0,459	0,472	0,505	0,539	0,572	0,605	0,639	0,671
0,300	0,482	0,495	0,507	0,520	0,532	0,564	0,595	0,626	0,657	0,689	0,720
0,350	0,542	0,554	0,566	0,578	0,589	0,619	0,648	0,678	0,707	0,736	0,766
0,400	0,599	0,610	0,621	0,632	0,643	0,671	0,699	0,727	0,754	0,782	0,810
0,450	0,652	0,663	0,673	0,684	0,694	0,721	0,747	0,773	0,800	0,826	0,852
0,500	0,703	0,713	0,723	0,733	0,743	0,768	0,793	0,818	0,843	0,868	0,893
0,550	0,751	0,761	0,771	0,780	0,789	0,813	0,837	0,861	0,885	0,908	0,932
0,600	0,797	0,807	0,816	0,825	0,834	0,857	0,879	0,902	0,925	0,947	0,970
0,650	0,842	0,850	0,859	0,868	0,876	0,898	0,920	0,942	0,963	0,985	1,007
0,700	0,884	0,892	0,900	0,909	0,917	0,938	0,959	0,980	1,001	1,021	1,042
0,800	0,963	0,971	0,979	0,986	0,994	1,013	1,032	1,052	1,071	1,090	1,109
0,900	1,037	1,044	1,051	1,058	1,065	1,083	1,101	1,119	1,137	1,154	1,172
1,000	1,105	1,112	1,119	1,125	1,132	1,149	1,165	1,182	1,199	1,215	1,232
1,100	1,169	1,176	1,182	1,188	1,194	1,210	1,226	1,241	1,257	1,272	1,288
1,200	1,230	1,236	1,241	1,247	1,253	1,268	1,283	1,297	1,312	1,327	1,341
1,300	1,286	1,292	1,298	1,303	1,309	1,323	1,337	1,350	1,364	1,378	1,392
1,400	1,340	1,346	1,351	1,356	1,361	1,374	1,388	1,401	1,414	1,427	1,440
1,500	1,391	1,396	1,401	1,406	1,411	1,424	1,436	1,449	1,461	1,474	1,486
1,600	1,440	1,445	1,449	1,454	1,459	1,471	1,483	1,495	1,506	1,518	1,530
1,800	1,530	1,535	1,539	1,543	1,548	1,559	1,570	1,580	1,591	1,602	1,613
2,000	1,613	1,617	1,621	1,625	1,629	1,639	1,649	1,659	1,669	1,679	1,689

в следующем виде:

$$\frac{2\pi\lambda_{из}(t_1 - t_{возд})}{q_{т.п}} = \ln(1 + 2\Delta_{из}) + \frac{2\lambda_{из}}{\alpha_{из} d_{н}^{тр}(1 + 2\Delta_{из})}. \quad (10.20)$$

Для решения уравнения (10.20) относительно $\Delta_{из}$ рекомендуется использование метода последовательных приближений [138]. Между тем для решения обеих задач — определения тепловых потерь изоляционных конструкций при заданных толщинах изоляции или этих толщин по заданным тепловым потерям — достаточно одной таблицы при условии преобразования формулы (10.20) за счет введения двух безразмерных параметров помимо параметров $\Delta_{из} = \delta_{из}/d_{н}^{тр}$, а именно

$$\rho_{из} = \frac{2\pi\lambda_{из} R_{к}^{сум}}{} = \frac{2\pi\lambda_{из}(t_1 - t_{возд})}{q_{т.п}}, \quad (10.20а)$$

$$\mu_{из} = 2\lambda_{из}/\alpha_{н} d_{н}^{тр} \quad (10.20б)$$

Первый из этих параметров характеризует суммарное термическое сопротивление изоляционной конструкции, а второй — интенсивность теплоотдачи с ее наружной поверхности. Используя три безразмерных параметра по формулам (10.18), (10.20а) и (10.20б), формулу (10.20) можно представить:

$$\rho_{из} = \ln(1 + 2\Delta_{из}) + \frac{\mu_{из}}{1 + 2\Delta_{из}}. \quad (10.21)$$

Если составить таблицу значений параметра $\rho_{из}$ при различных значениях параметров $\Delta_{из}$ и $\mu_{из}$, то, пользуясь этой таблицей, можно по заданным $\Delta_{из}$ и $\mu_{из}$ определить $\rho_{из}$, а затем и тепловые потери:

$$q_{т.п} = \frac{2\pi\lambda_{из}(t_1 - t_{возд})}{\rho_{из}}. \quad (10.21а)$$

С помощью этой же таблицы по заданным значениям $q_{т.п}$ или $\rho_{из}$, а также $\mu_{из}$ можно определить $\Delta_{из}$, толщину изоляции $\delta_{из} = \Delta_{из} d_{н}^{тр}$.

В табл. 10.2 в качестве исходных приняты интервалы значений параметра $\Delta_{из} = \delta_{из}/d_{н}^{тр}$ от 0,025 до 2,0, а параметра $\mu_{из} = \frac{2\lambda_{из}}{\alpha_{н} d_{н}^{тр}}$ от 0,020 до 0,40. В этих пре-

делах значения $\rho_{из}$ находятся в интервале 0,07 – 1,7.

Если требуется определить толщину изоляции при заданной температуре ее поверхности $t_н^{из}$, то следует исходить из формулы (10.17), которую также можно преобразовать в соотношение между тремя безразмерными параметрами, а именно:

$$\tau_{из} = \frac{(1 + 2\Delta_{из})\ln(1 + 2\Delta_{из})}{\mu_{из}}. \quad (10.22)$$

Здесь безразмерные параметры $\Delta_{из}$ и $\mu_{из}$ характеризуются приведенными выше формулами (10.18) и (10.20б), а третий параметр $\tau_{из}$ является безразмерным отношением разностей температур:

$$\tau_{из} = \frac{t_т - t_н^{из}}{t_н^{из} - t_{возд}}. \quad (10.22а)$$

Отсюда $$t_н^{из} = t_{возд} + \frac{t_т - t_{возд}}{1 + \tau_{из}}. \quad (10.22б)$$

Поскольку формула (10.22) проще аналогичной формулы (10.20а), для расчетов по ней достаточно приведенной табл. 10.1, в которой помимо значений $\ln(1+2\Delta)$ при различных значениях Δ в интервале 0,025 – 3 добавлена графа соответствующих значений произведения $(1 + 2\Delta)\ln(1 + 2\Delta)$. Используя эту таблицу, можно либо находить значения $\tau_{из}$ при заданных значениях $\Delta_{из}$ и $\mu_{из}$, т. е. определять искомую температуру поверхности изоляции $t_н^{из}$ по известным температурам $t_т$ и $t_{возд}$, а также по значениям $d_н^{тр}$, $\delta_{из}$, $\lambda_{из}$ и $\alpha_{из}$, либо, наоборот, находить значения $\Delta_{из}$ при заданных значениях $\tau_{из}$ и $\mu_{из}$, т. е. определять искомую толщину изоляции $\delta_{из}$ по известным температурам $t_т$, $t_{возд}$, $t_н^{из}$, а также по значениям $d_н^{тр}$, $\lambda_{из}$ и $\alpha_{из}$. Определение толщины изоляции по заданным значениям тепловых потерь изолируемого трубопровода, пользуясь описанной выше методикой, чаще всего приходится выполнять, исходя из нормативных значений этих потерь. Такие нормативные значения обосновываются технико-экономическими расчетами, в которых оцениваются возможности снижения тепловых потерь либо за счет увеличения толщины основного изоляционного слоя, либо изготовления этого слоя из более эффективного материала. В обоих случаях такое снижение связано с увеличением капитальных вложений в изготовление изоляционных конструкций, которое должно окупаться экономией теплоты, достигаемой за счет снижения годовых тепловых потерь изолируемого трубопровода.

Методика технико-экономических расчетов изоляционных конструкций применительно к различным типам прокладки тепловых сетей приведена в [147, 148, 165]. Получаемые в результате расчетов оптимальные значения толщины основного изоляционного слоя для нескольких наиболее перспективных и экономичных конструкций и соответствующие им значения тепловых потерь принимаются за основу при нормировании этих потерь. Такие значения помимо технических показателей конструкций зависят также от их режимов работы (средняя продолжительность эксплуатации изолированных трубопроводов в течение года и соответствующие средние температуры теплоносителя и окружающей среды) и от соотношения между удельными капитальными вложениями в изоляционную конструкцию, отнесенными к 1 м^3 ее объема в деле, и принятой стоимостью единицы теплоты (руб/ГДж).

В табл. 10.3 приведены нормированные тепловые потери при воздушной прокладке тепловых сетей по ВСН 354-75, которые в настоящее время перерабатываются [64].

Помимо нормированных удельных тепловых потерь $q_{т\,п}^{норм}$, Вт/м, при средних температурах теплоносителя $t_т^{ср} = 50$, 100 и 150 °С и средней температуре окружающего воздуха $t_{возд}^{ср} = 5$ °С в табл. 10.3 включены соответствующие им значения удельных нормативных тепловых потерь $q_{т\,п}^{уд}$, Вт/(м·К), т. е. приведенные к 1 °С разности температур и подсчитанные по формуле

$$q_{т\,п}^{уд} = \frac{q_{т\,п}^{норм}}{t_т^{ср} - t_{возд}^{ср}} = \frac{2\pi\lambda_{из}}{\rho_{из}} = \frac{\pi}{\frac{1}{2\lambda_{из}}\ln\left(1 + \frac{2\delta_{из}}{d_н^{тр}}\right) + \frac{1}{\alpha_{из} d_н^{тр}(1 + 2\delta_{из})}}. \quad (10.23)$$

Как видно из табл. 10.3, значения нормированных тепловых потерь $q_{т\,п}^{норм}$ при повышении расчетной разности температур $t_т^{ср} - t_{возд}^{ср}$ возрастают пропорционально примерно квадратному корню $\sqrt{t_т^{ср} - t_{возд}^{ср}}$. Такая пропорциональность является точной в случае изоляции плоских или слабо искривленных поверхностей. Поэтому при определении значений нормированных тепловых потерь $q_{т\,п}^{норм}$ (при температурах $t_т^{ср}$ и $t_{возд}^{ср}$), несколько отличающихся от указанных в табл. 10.3, следует для пересчета использовать соотношение

$$q_{т\,п}^{норм} = (q_{т\,п}^{норм})_{табл}\sqrt{\frac{t_т^{ср} - t_{возд}^{ср}}{t_т^{норм} - t_{возд}^{норм}}}, \quad (10.23а)$$

где $(q_{т\,п}^{норм})_{табл}$ – табличные значения нормированных удельных тепловых потерь при температурах $t_т^{норм}$ и $t_{возд}^{норм}$.

Таблица 10.3 **Нормы удельных тепловых потерь $q_{т\,п}^{норм}$, Вт/м, и приведенных тепловых потерь $q_{т\,п}^{уд} = \dfrac{q_{т\,п}^{норм}}{t_т^{ср} - t_{возд}^{ср}}$, Вт/(м·К), для изолированных поверхностей трубопроводов при воздушной прокладке [64]**

Наружные диаметры трубопроводов $d_н^{тр}$, м	Нормированные значения удельных тепловых потерь $q_{т\,п}^{норм}$, Вт/м, при температурах теплоносителя $t_т^{ср}$ °С			Соответствующие значения приведенных тепловых потерь $q_{т\,п}^{уд}$, Вт/(м·К), при разностях температур $t_т^{ср} - t_{возд}^{ср}$, °С		
	50	100	150	45	95	145
0,048	20	33	70	0,44	0,34	0,36
0,057	22	38	76	0,49	0,40	0,39
0,076	24	43	86	0,54	0,45	0,44
0,089	28	48	93	0,62	0,50	0,48
0,108	30	53	101	0,67	0,56	0,52
0,133	35	59	113	0,78	0,62	0,58
0,159	38	66	123	0,85	0,70	0,63
0,219	47	81	148	1,03	0,86	0,78
0,273	53	92	164	1,19	0,97	0,84
0,325	62	102	181	1,37	1,08	0,93
0,377	69	114	199	1,52	1,20	1,02
0,426	76	123	219	1,68	1,30	1,12
0,476	81	134	229	1,81	1,41	1,17
0,529	88	144	250	1,96	1,52	1,28
0,630	102	164	281	2,27	1,73	1,44
0,720	114	181	309	2,53	1,91	1,59
0,820	127	200	342	2,82	2,11	1,75
0,920	138	223	373	3,08	2,35	1,91
1,020	150	241	400	3,33	2,53	2,05

Примечания 1 Значения удельных нормированных тепловых потерь относятся к среднегодовой температуре окружающего воздуха $t_{возд}^{ср} = 5$ °С и годовой продолжительности изолированных трубопроводов более 5000 ч

2 Значения приведенных удельных тепловых потерь получены делением соответствующих удельных нормированных значений этих потерь на средние значения разности температур $t_т^{ср} - t_{возд}^{ср}$, равные 45, 95 и 195 °С

10.3. Тепловые расчеты при подземной бесканальной прокладке тепловых сетей

Разнообразные конструкции подземной прокладки трубопроводов тепловых сетей могут быть сведены к двум типам. Первый из них характеризуется наличием воздушной прослойки между поверхностью изолированного трубопровода и специальной строительной конструкцией, размещенной в грунте и называемой каналом или туннелем. При отсутствии такой строительной конструкции различные виды подземных прокладок называются бесканальными. При расчете тепловых потерь к бесканальным должны быть также отнесены изредка применяемые прокладки, у которых между строительными конструкциями и заложенными в них изолированными трубами воздушная прослойка либо отсутствует, либо сводится к монтажному зазору.

Тепловые потери трубопроводов при бесканальной прокладке зависят от теплопроводности окружающего массива грунта, а также от условий распространения в нем тепловых потоков от трубопроводов. Такие условия являются наиболее простыми при прокладке непосредственно в грунте одного трубопровода, и потому изложение методики тепловых расчетов при бесканальной прокладке целесообразно начать с однотрубных конструкций, хотя они редко применяются в тепловых сетях. Наличие теплоотдающей поверхности грунта вблизи трубопроводов тепловых сетей при их подземной прокладке приводит к тому, что на одном и том же расстоянии от оси трубопровода температуры грунта оказываются наинизшими в направлении вверх и наивысшими в направлении вниз по вертикали.

Распределение температур в массиве грунта и соответствующие суммарные тепловые потери горизонтально уложенного нагретого трубопровода поддаются точному расчету только при допущении постоянства теплопроводности грунта, а также его температуры как по всей поверхности такого трубопровода $t_н^{тр}$, так и по поверхности грунта $t_{гр}^{пов}$. В этом случае, как показывают расчеты, температура грунта в любой точке его сечения, перпендикулярного оси трубы наружным диаметром $d_н^{тр}$, на расстоянии этой точки от вертикали, проходящей через центр сечения трубы, равном x, и при ее заглублении от поверхности грунта, равном y, определяется уравнением

$$t_{гр} = t_{гр}^{пов} + (t_н^{тр} - t_{гр}^{пов}) \times \ln \frac{x^2 + \left[\sqrt{h^2 - \left(\frac{1}{2}d_н^{тр}\right)^2} + y\right]^2}{x^2 + \left[\sqrt{h^2 - \left(\frac{1}{2}d_н^{тр}\right)^2} - y\right]^2} \times \frac{1}{2\ln\left[\frac{2h}{d_н^{тр}} + \sqrt{\left(\frac{2h}{d_н^{тр}}\right)^2 - 1}\right]}. \quad (10.24)$$

Соответствующий суммарный тепловой поток от трубопровода, уложенного без изоляции в грунт, т. е. его тепловые потери на 1 м длины, $q_{т\,п}$, Вт/м, равны

$$q_{т\,п} = \frac{t_н^{тр} - t_{гр}^{пов}}{R_{гр}} = \frac{2\pi\lambda_{гр}(t_н^{тр} - t_{гр}^{пов})}{\ln\left[\frac{2h}{d_н^{тр}} + \sqrt{\left(\frac{2h}{d_н^{тр}}\right)^2 - 1}\right]}. \quad (10.24а)$$

В формулах (10.24) h – заглубление оси трубопровода от поверхности грунта, м; $\lambda_{гр}$ – теплопроводность грунта, принимаемая постоянной для всего массива, Вт/(м·К); $R_{гр}$ – термическое сопротивление массива грунта вокруг трубы, м·К/Вт:

$$R_{гр}=\frac{1}{2\pi\lambda_{гр}}\ln\left[\frac{2h}{d_н^{тр}}+\sqrt{\left(\frac{2h}{d_н^{тр}}\right)^2-1}\right]. \quad (10.24б)$$

Как и при воздушной прокладке (см. § 10.2), в формулах (10.24) температуру наружной поверхности трубы $t_н^{тр}$ можно без ущерба для точности заменить на температуру теплоносителя, движущегося по трубе, $t_т$, а также рассматривать эту температуру как одинаковую по всей окружности сечения трубы.

Поскольку укладываемые в грунт трубопроводы тепловых сетей снабжаются тепловой изоляцией, формулы (10.24) должны быть дополнены с учетом термического сопротивления этой изоляции. При этом в современных конструкциях бесканальной прокладки тепловая изоляция наносится на трубы до их укладки в грунт и выполняется, как и при воздушной прокладке, из нескольких цилиндрических слоев, концентричных трубе. В этом случае средние температуры поверхности каждого слоя примерно соответствуют подсчитанным по приведенным в § 10.2 формулам для радиальных тепловых потоков в этих слоях. При таком допущении формулы (10.24) могут быть распространены также на изолированные трубопроводы, если в них заменить наружный диаметр трубы $d_н^{тр}$ на наружный диаметр изоляционной конструкции ($d_н^{пок}$ при наличии и $d_н^{из}$ при отсутствии покровного слоя), а температуру наружной поверхности трубы $t_н^{тр}$ – на температуру наружной поверхности этой конструкции ($t_н^{пок}$ или $t_н^{из}$).

Для определения тепловых потерь изолированной трубы, уложенной в грунт, можно использовать формулу (10.11а), если в ней рассматривать термическое сопротивление $R_{гр}$ массива грунта вокруг изолированного трубопровода как слагаемое, заменяющее сопротивление теплоотдаче от наружной поверхности изоляции к воздуху $R_{возд}$ при воздушной прокладке. Тогда для суммарного термического сопротивления при одногрубной бесканальной прокладке, пренебрегая, как и при воздушной прокладке, слагаемыми $R_т$ и $R_{тр}$, можно получить:

$$R_к^{сум}=R_{из}+R_{пок}+R_{гр}. \quad (10.25)$$

Используя формулу (10.24б), для термического сопротивления грунта вокруг изолированного трубопровода при наличии покровного слоя получаем выражение

$$R_{гр}=\frac{1}{2\pi\lambda_{гр}}\ln\left[\frac{2h}{d_н^{пок}}+\sqrt{\left(\frac{2h}{d_н^{пок}}\right)^2-1}\right]. \quad (10.26)$$

Развернутая формула для определения тепловых потерь изолированного трубопровода с покровным слоем при однотрубной бесканальной прокладке имеет вид

$$q_{т\,п}=\frac{t_т-t_{гр}^{пов}}{R_{из}+R_{пок}+R_{гр}}=$$

$$=\frac{2\pi(t_т-t_{гр}^{пов})}{\frac{1}{\lambda_{из}}\ln\frac{d_н^{из}}{d_н^{тр}}+\frac{1}{\lambda_{пок}}\ln\frac{d_н^{пок}}{d_н^{из}}+} \quad (10.26а)$$

$$+\frac{1}{\lambda_{гр}}\ln\left[\frac{2h}{d_н^{пок}}+\sqrt{\left(\frac{2h}{d_н^{пок}}\right)^2-1}\right]$$

При отсутствии или незначительности термического сопротивления покровного слоя в формулах (10.25) и (10.26) следует заменить $t_н^{пок}$ на $t_н^{из}$, а $d_н^{пок}$ – на $d_н^{из}$, так что вместо формулы (10.26а) получим

$$q_{т\,п}=\frac{t_т-t_{гр}^{пов}}{R_{из}+R_{гр}}=$$

$$=\frac{2\pi(t_т-t_{гр}^{пов})}{\frac{1}{\lambda_{из}}\ln\frac{d_н^{из}}{d_н^{тр}}+\frac{1}{\lambda_{гр}}\ln\left[\frac{2h}{d_н^{из}}+\sqrt{\left(\frac{2h}{d_н^{из}}\right)^2-1}\right]}. \quad (10.27)$$

При этом для температуры наружной поверхности изоляции получается выражение

$$t_н^{из}=t_т-\frac{R_{из}(t_т-t_{гр}^{пов})}{R_{из}+R_{гр}}=t_{гр}^{пов}+\frac{R_{гр}(t_т-t_{гр}^{пов})}{R_{из}+R_{гр}}=$$

$$=t_т-\frac{t_т-t_{гр}^{пов}}{1+\frac{\lambda_{из}}{\lambda_{гр}}\cdot\frac{\ln\left[\frac{2h}{d_н^{из}}+\sqrt{\left(\frac{2h}{d_н^{из}}\right)^2-1}\right]}{\ln\frac{d_н^{из}}{d_н^{тр}}}}. \quad (10.28)$$

Для упрощения расчетов по формулам (10.24) – (10.28) целесообразно ввести безразмерный параметр, равный отношению глубины заложения трубопровода h к половине наружного диаметра изоляционной конструкции:

$$\Delta_{гр}=2h/d_н^{пок} \quad (10.28а)$$

При отсутствии покровного слоя следует принимать в этой формуле $d_н^{пок}=d_н^{из}$, а для неизолированных труб $d_н^{пок}=d_н^{тр}$. Безразмерную величину $\rho_{гр}=2\pi\lambda_{гр}R_{гр}$ можно охарактеризовать как удельное термическое сопротивление массива грунта вокруг трубопровода, равное

$$\rho_{гр}=2\pi\lambda_{гр}R_{гр}=\ln\left[\Delta_{гр}+\sqrt{(\Delta_{гр})^2-1}\right]. \quad (10.29)$$

В табл. 10.4 приведены значения $\rho_{гр}$ по формуле (10.29) при $\Delta_{гр}=2\div20$, находящиеся в интервале 1,3 – 3,7.

Таблица 10.4. **Удельные термические сопротивления массива грунта $\rho_{тр}$ при бесканальной прокладке трубопроводов по формуле (10.29)**

Относительная глубина заложения трубы $\Delta_{тр} = 2h/d_н^{из}$	2	2,5	3	4	5	6	7	8
Удельное термическое сопротивление грунта $\rho_{тр} = \ln\left[\Delta_{тр} + \sqrt{(\Delta_{тр})^2 - 1}\right]$	1,317	1,567	1,760	2,063	2,295	2,478	2,634	2,769
Относительная глубина заложения трубы $\Delta_{тр} = 2h/d_н^{из}$	9	10	12	14	16	18	20	–
Удельное термическое сопротивление грунта $\rho_{тр} = \ln\left[\Delta_{тр} + \sqrt{(\Delta_{тр})^2 - 1}\right]$	2,887	2,993	3,178	3,332	3,467	3,583	3,689	–

При расчетах по формулам (10.27) и (10.28) значения величин $\ln\dfrac{d_н^{из}}{d_и^{тр}} = \ln(1 + 2\Delta_{из})$ и $\ln\left[\dfrac{2h}{d_н^{из}} + \sqrt{\left(\dfrac{2h}{d_н^{из}}\right)^2 - 1}\right] = \ln\left[\Delta_{тр} + \sqrt{(\Delta_{тр})^2 - 1}\right]$ могут быть заимствованы из табл. 10.1 и 10.4. Как явствует из табл. 10.4, при значениях $\Delta_{тр} > 4$ значения $\ln\left[\Delta_{тр} + \sqrt{(\Delta_{тр})^2 - 1}\right]$ меньше $\ln(2\Delta_{тр})$ не более чем на 1 %. Поэтому при встречающихся на практике значениях $\Delta_{тр}$ формулы (10.26) – (10.29) можно упростить. При этом помимо параметра $\Delta_{тр}$ по формуле (10.28а) целесообразно использовать параметр $\Delta_{из} = \delta_{из}/d_н^{тр}$ по формуле (10.18) и выражение для $R_{из}$ по формуле (10.17а). В результате при отсутствии покровного слоя получаем

$$R_{тр} = \frac{\ln(2\Delta_{тр})}{2\pi\lambda_{тр}}, \qquad (10.29а)$$

$$q_{т.п} = \frac{2\pi(t_т - t_{гр}^{пов})}{\dfrac{1}{\lambda_{из}}\ln\dfrac{d_н^{из}}{d_н^{тр}} + \dfrac{1}{\lambda_{тр}}\ln\dfrac{4h}{d_н^{из}}} = \frac{2\pi(t_т - t_{гр}^{пов})}{\dfrac{1}{\lambda_{из}}\ln(1 + 2\Delta_{из}) + \dfrac{1}{\lambda_{тр}}\ln(2\Delta_{тр})}, \qquad (10.30)$$

$$t_п^{из} = t_т - \frac{t_т - t_{гр}^{пов}}{1 + \dfrac{\lambda_{из}}{\lambda_{гр}}\dfrac{\ln\dfrac{4h}{d_н^{из}}}{\ln\dfrac{d_н^{из}}{d_н^{тр}}}} = t_т - \frac{t_т - t_{гр}^{пов}}{1 + \dfrac{\lambda_{из}}{\lambda_{гр}}\dfrac{\ln(2\Delta_{гр})}{\ln(1 + 2\Delta_{из})}}. \qquad (10.30а)$$

Температура в любой точке грунта вокруг изолированного трубопровода в соответствии с формулами (10.24) и (10.26а) составляет

$$t_{гр} = t_{гр}^{пов} - (t_т - t_{гр}^{пов}) \times \frac{\ln\left\{\dfrac{x^2 + \left[\sqrt{h^2 - \left(\frac{1}{2}d_н^{из}\right)^2} + v\right]^2}{x^2 + \left[\sqrt{h^2 - \left(\frac{1}{2}d_н^{из}\right)^2} - v\right]^2}\right\}}{2\left\{\dfrac{\lambda_{тр}}{\lambda_{из}}\ln\dfrac{d_н^{из}}{d_и^{тр}} + \ln\left[\dfrac{2h}{d_н^{из}} + \sqrt{\left(\dfrac{2h}{d_н^{из}}\right)^2 - 1}\right]\right\}} \qquad (10.31)$$

Эту формулу также можно существенно упростить, если в соответствии с предыдущим принять $\sqrt{h^2 - \left(\frac{1}{2}d_н^{из}\right)^2} \approx h$, а поэтому $\ln\left[\dfrac{2h}{d_н^{из}} + \sqrt{\left(\dfrac{2h}{d_н^{из}}\right)^2 - 1}\right] \approx \ln\dfrac{4h}{d_н^{из}}$. Тогда получим

$$t_{гр} = t_{гр}^{пов} + (t_т - t_{гр}^{пов}) \times \frac{\ln\left[1 + \dfrac{4hy}{x^2 + (h - y)^2}\right]}{2\left[\dfrac{\lambda_{тр}}{\lambda_{из}}\ln\dfrac{d_н^{из}}{d_и^{тр}} + \ln\dfrac{4h}{d_н^{из}}\right]}. \qquad (10.31а)$$

При подземной прокладке трубопроводов вблизи поверхности грунта температуру этой поверхности уже нельзя считать повсюду одинаковой, как это было принято при выводе формул (10.24) – (10.31). Действительно, температуры поверхности грунта должны быть максимальными на участках, расположенных над осью трубопровода, и постепенно убывать по мере удаления от этой оси

в обе стороны. Как постоянную при этом можно рассматривать только температуру воздуха $t_{возд}$ над поверхностью грунта.

Простой и достаточно точный способ учета теплоотдачи от поверхности грунта воздуху основан на том, что эта теплоотдача может быть приближенно представлена как соответствующая теплопроводности некоторого фиктивного слоя грунта, размещаемого над этой поверхностью и имеющего толщину $\delta_{гр} = \lambda_{гр}/\alpha_{возд}$ [148, 164]. Тогда в приведенных выше формулах для определения тепловых потерь трубопровода фактическая глубина его заложения h от поверхности грунта до его оси должна быть увеличена на толщину фиктивного слоя грунта, т. е. принята равной $h + \lambda_{гр}/\alpha_{возд}$. При этом можно сохранить формулы (10.29а), (10.30) и (10.30а) за счет корректировки выражения для безразмерного параметра $\Delta_{гр}$, который без учета фиктивного слоя определяется по формуле (10.28а), а с его учетом при отсутствии покровного слоя равен

$$\Delta_{гр} = \frac{2}{d_н^{из}}\left(h + \frac{\lambda_{гр}}{\alpha_{возд}}\right). \qquad (10.32)$$

При использовании формулы (10.32) можно принимать в качестве ориентировочного значение $\alpha_{возд} = 9$ Вт/(м^2·К).

Формулы с учетом фиктивного слоя грунта также могут быть значительно упрощены, если принять $\sqrt{\left(h+\frac{\lambda_{гр}}{\alpha_{возд}}\right)^2 - \left(\frac{1}{2}d_н^{из}\right)^2} \approx h + \frac{\lambda_{гр}}{\alpha_{возд}}$, а $\sqrt{\left[\frac{2}{d_н^{из}}\left(h+\frac{\lambda_{гр}}{\alpha_{возд}}\right)\right]^2 - 1} \approx \frac{2}{d_н^{из}}\left(h+\frac{\lambda_{гр}}{\alpha_{возд}}\right)$. Соответствующие упрощенные формулы таковы:

$$q_{т\,п} = \frac{2\pi(t_т - t_{возд})}{\frac{1}{\lambda_{из}}\ln\frac{d_н^{из}}{d_н^{тр}} + \frac{1}{\lambda_{гр}}\ln\left[\frac{4}{d_н^{из}}\left(h+\frac{\lambda_{гр}}{\alpha_{возд}}\right)\right]}, \qquad (10.33$$

$$t_н^{из} = t_т - \frac{t_т - t_{возд}}{1 + \frac{\lambda_{из}}{\lambda_{гр}}\frac{\ln\left[\frac{4}{d_н^{из}}\left(h+\frac{\lambda_{гр}}{\alpha_{возд}}\right)\right]}{\ln\frac{d_н^{из}}{d_н^{тр}}}}, \qquad (10.33а)$$

$$t_{гр} = t_{возд} + \frac{t_т - t_{возд}}{2} \times$$

$$\times \frac{\ln\frac{x^2 + \left(h + y + \frac{2\lambda_{гр}}{\alpha_{возд}}\right)^2}{x^2 + (h-y)^2}}{\frac{\lambda_{гр}}{\lambda_{из}}\ln\frac{d_н^{из}}{d_н^{тр}} + \ln\left[\frac{4}{d_н^{из}}\left(h+\frac{\lambda_{гр}}{\alpha_{возд}}\right)\right]}, \qquad (10.34)$$

$$(t_{гр}^{пов})_{макс} = t_{возд} + \frac{(t_т - t_{возд})\ln\left(1 + \frac{2\lambda_{гр}}{h\alpha_{возд}}\right)}{\frac{\lambda_{гр}}{\lambda_{из}}\ln\frac{d_н^{из}}{d_н^{тр}} + \ln\left[\frac{4}{d_н^{из}}\left(h+\frac{\lambda_{гр}}{\alpha_{возд}}\right)\right]}. \qquad (10.34а)$$

Значения $(t_{гр}^{пов})_{макс}$ по формуле (10.34а) соответствуют максимальной температуре поверхности грунта над осью трубопровода, при $x = y = 0$. Если получаемые при этом разности температур $(t_{гр}^{пов})_{макс} - t_{возд}$ меньше 3 °С, что возможно при малых разностях температур $t_н^{из} - t_{гр}^{пов}$, а также больших значениях отношения $h/d_н^{из}$, то влиянием тепловых потоков от изолированных трубопроводов на температуру поверхности грунта можно пренебречь. Однако в этом случае нельзя исходить из температуры поверхности грунта как расчетной, поскольку эта температура подвержена резким колебаниям в суточном разрезе и не указывается в справочниках [99]. В таких случаях следует в формулы (10.25) – (10.30) подставлять в качестве расчетной вместо температуры $t_{гр}^{пов}$ поверхности грунта его естественную температуру на глубине заложения оси трубопровода $t_{гр}^{р}$. Такие температуры, замеренные на глубинах от 0,4 до 3,2 м от поверхности и приведенные для различных пунктов в [99], а частично в прилож. 3, следует принимать при расчетах тепловых потерь в месячном или годовом разрезе.

Определение необходимой толщины изоляции при заданных тепловых потерях трубопровода в грунте без учета небольшого изолирующего эффекта покровного слоя основано на использовании формул (10.21) и (10.30), преобразованных следующим образом:

$$\rho_{из} = \frac{2\pi\lambda_{из}(t_т - t_{гр})}{q_{т\,п}} = \ln\frac{d_н^{из}}{d_н^{тр}} + \frac{\lambda_{из}}{\lambda_{гр}}\left(\ln\frac{4h}{d_н^{тр}} - \ln\frac{d_н^{из}}{d_н^{тр}}\right). \qquad (10.35)$$

Отсюда

$$\sigma_{из} = \ln\frac{d_н^{из}}{d_н^{тр}} = \ln(1 + 2\Delta_{из}) = \frac{\rho_{из}\lambda_{гр} - \lambda_{из}\ln\frac{4h}{d_н^{тр}}}{\lambda_{гр} - \lambda_{из}}. \qquad (10.35а)$$

Все величины, стоящие в правой части уравнения (10.35а), являются при расчете заданными. Поэтому по величине $\sigma_{из}$ можно

найти искомую толщину изоляции:

$$\delta_{из} = \Delta_{из} d_н^{тр} = \frac{1}{2} d_н^{тр} (e^{\sigma_{из}} - 1). \quad (10.36)$$

Этот способ применим и при учете сопротивления теплоотдаче от поверхности грунта воздуху. Для этого достаточно принять

$$\sigma_{из} = \frac{\lambda_{гр}\rho_{из} - \lambda_{из} \ln\left[\frac{4}{d_н^{тр}}\left(h + \frac{\lambda_{гр}}{\alpha_{возд}}\right)\right]}{\lambda_{гр} - \lambda_{из}}. \quad (10.37)$$

Методика расчета тепловых потерь и температурных полей в грунте при укладке в нем любого количества труб подробно изложена в [147, 148, 164]. Ниже приведены полученные с помощью этой методики формулы для наиболее часто встречающегося случая прокладки на одной глубине двух труб – подающей и обратной – одинакового диаметра $d_н^{тр}$, но с различными температурами теплоносителя $t'_т$ и $t''_т$, причем $t'_т$ больше $t''_т$, а потому и с разными толщинами основного изоляционного слоя. В этом случае тепловые потери каждой из труб $q'_{т\,п}$ и $q''_{т\,п}$ составляют

$$q'_{т\,п} = \frac{(t'_т - t^{р}_{гр})(R''_{из} + R''_{гр}) - (t''_т - t^{р}_{гр})R_{12}}{(R'_{из} + R'_{гр})(R''_{из} + R''_{гр}) - R_{12}^2}, \quad (10.38)$$

$$q''_{т\,п} = \frac{(t_т - t^{р}_{гр})(R'_{из} + R'_{гр}) - (t'_т - t^{р}_{гр})R_{12}}{(R'_{из} + R'_{гр})(R''_{из} + R''_{гр}) - R_{12}^2}. \quad (10.38а)$$

В этих формулах $R'_{из}$ и $R''_{из}$ – термические сопротивления основного изоляционного слоя соответственно для подающей и обратной трубы, определяемые по формуле (10.2а):

$$R'_{из} = \frac{1}{2\pi\lambda'_{из}} \ln \frac{d'_{из}}{d_н^{тр}} = \frac{1}{2\pi\lambda'_{из}} \ln\left(1 + \frac{2\delta'_{из}}{d_н^{тр}}\right), \quad (10.39)$$

$$R''_{из} = \frac{1}{2\pi\lambda''_{из}} \ln \frac{d''_{из}}{d_н^{тр}} = \frac{1}{2\pi\lambda'_{из}} \ln\left(1 + \frac{2\delta''_{из}}{d_н^{тр}}\right). \quad (10.39а)$$

Здесь $\delta'_{из}$ и $\delta''_{из}$ – толщины основного изоляционного слоя соответственно для подающей и обратной трубы при теплопроводности этих слоев $\lambda'_{из}$ и $\lambda''_{из}$. Поскольку изоляционный слой на обеих трубах обычно выполняется из одного и того же материала, можно принимать $\lambda'_{из} = \lambda''_{из} = \lambda_{из}$. Значения термического сопротивления грунта для каждой из изолированных труб в соответствии с упрощенной формулой (10.29а) составляют

$$R'_{гр} = \frac{\ln \frac{4h}{d'_{из}}}{2\pi\lambda_{гр}} = \frac{\ln(2\Delta'_{гр})}{2\pi\lambda_{гр}}, \quad (10.40)$$

$$R''_{гр} = \frac{\ln \frac{4h}{d''_{из}}}{2\pi\lambda_{гр}} = \frac{\ln(2\Delta''_{гр})}{2\pi\lambda_{гр}}. \quad (10.40а)$$

Для двухтрубной бесканальной прокладки в отличие от однотрубной применимы упрощенные формулы (10.29а). Особенностью прокладки этого типа является необходимость учета термического сопротивления R_{12}, отражающего взаимодействие тепловых потоков в массиве грунта от соседних труб. Это термическое сопротивление R_{12} определяется отношением глубины заложения обеих труб h к расстоянию между их осями по горизонтали k_{12}, а также теплопроводностью грунта $\lambda_{гр}$ и не зависит ни от диаметра труб, ни от характеристики их изоляционных конструкций

$$R_{12} = \frac{\ln\left[\sqrt{1 + \left(\frac{2h}{k_{12}}\right)^2}\right]}{2\pi\lambda_{гр}}. \quad (10.41)$$

По аналогии с удельным термическим сопротивлением грунта $\rho_{гр}$ по формуле (10.29) можно ввести безразмерный параметр ρ_{12}, характеризующий влияние взаимодействия тепловых потоков соседних труб и равный

$$\rho_{12} = 2\pi\lambda_{гр}R_{12} = \ln\left[\sqrt{1 + \left(\frac{2h}{k_{12}}\right)^2}\right] = \frac{1}{2}\ln(1 + 4\varkappa_{12}^2). \quad (10.41а)$$

Здесь

$$\varkappa_{12} = h/k_{12}. \quad (10.42)$$

В табл. 10.5 приведены значения удельного термического сопротивления ρ_{12}, подсчитанные по формуле (10.41а) при значениях параметра $\varkappa_{12} = 0{,}6 - 8$ и находящиеся в интервале $\rho_{12} = 0{,}5 \div 2{,}8$. Учет параметра R_{12} или ρ_{12} приводит к снижению тепловых потерь каждой из труб по сравнению с их одиночной прокладкой, причем это снижение тем больше, чем больше R_{12} или ρ_{12}, т. е. чем меньше расстояние в осях труб k_{12} при заданной глубине их заложения h. Масштабы этого снижения зависят также от соотношения между температурами теплоносителя $t'_т$ и $t''_т$ для каждой из труб, представленного в виде безразмерного параметра

$$\tau_т = \frac{t''_т - t^{р}_{гр}}{t'_т - t^{р}_{гр}}. \quad (10.42а)$$

В двухтрубных водяных сетях разность средних температур воды и грунта в подающих грубопроводах $t'_т - t^{р}_{гр}$ всегда существенно выше, чем в обратных $t''_т - t^{р}_{гр}$, так что

Таблица 10.3. Удельное термическое сопротивление за счет взаимодействия тепловых потоков в грунте ρ_{12} при двухтрубной бесканальной прокладке трубопроводов по формуле (10.41а)

Отношение глубины заложения труб h к расстоянию k_{12} между их осями $\varkappa_{12}=h/k_{12}$	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8
Параметр $\rho_{12}=\frac{1}{2}\ln(1+4\varkappa_{12}^2)$	0,496	0,635	0,805	0,955	1,090	1,210	1,318
Отношение глубины заложения труб h к расстоянию k_{12} между их осями $\varkappa_{12}=h/k_{12}$	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0
Параметр $\rho_{12}=\frac{1}{2}\ln(1+4\varkappa_{12}^2)$	1,417	1,629	1,805	1,956	2,087	2,203	2,307
Отношение глубины заложения труб h к расстоянию k_{12} между их осями $\varkappa_{12}=h/k_{12}$	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5	8	–
Параметр $\rho_{12}=\frac{1}{2}\ln(1+4\varkappa_{12}^2)$	2,402	2,488	2,568	2,642	2,710	2,775	–

значения $\tau_т$ в среднегодовом разрезе составляют 0,45 – 0,65, в частности для отопительного периода 0,40 – 0,55, а для летнего 0,60 – 0,75.

В связи с этим толщины основного изоляционного слоя для обратных трубопроводов целесообразно принимать меньшими, чем для подающих, т. е $R'_{из} > R''_{из}$, но при этом отношение $\frac{R'_{из}+R'_{гр}}{R''_{из}+R''_{гр}}$ обычно не превышает отношения $\frac{t'_т - t^р_{гр}}{t''_г - t^р_{гр}} = \frac{1}{\tau_т}$. В таких условиях значения числителя в формуле (10.38), а стало быть, и тепловых потерь подающего трубопровода ни при каких возможных соотношениях величин $R''_{из}+R''_{гр}$ и R_{12} не могут стать равными нулю. Вместе с тем в соответствии с формулой (10.38а) такое обращение в нуль числителя в этой формуле, а стало быть, и тепловых потерь обратных трубопроводов в принципе возможно, для чего достаточно соблюдение соотношения

$$(t''_т - t^р_{гр})(R'_{из}+R'_{гр}) = R_{12}(t'_т - t^р_{гр}). \qquad (10.43)$$

Значения R_{12}, а также k_{12}, удовлетворяющие равенству (10.43), можно охарактеризовать как предельные; они составляют

$$R^{пр}_{12} = \tau_т(R'_{из}+R'_{гр}), \qquad (10.43а)$$

$$k^{пр}_{12} = \frac{2h}{\sqrt{[2\Delta'_{гр}(1+2\Delta'_{из})^{\frac{\lambda_{гр}}{\lambda_{из}}}]^{2\tau_т}-1}}. \qquad (10.44)$$

Расчеты по формуле (10.44) для характерных интервалов значений h $\Delta_{гр}$ и $\Delta_{из}$, а также при $\tau_т = 0{,}40 \div 0{,}75$ показывают, что получаемые таким путем величины $k^{пр}_{12}$ оказываются меньшими, чем практически принимаемые расстояния в осях изолированных труб, а потому обращение в нуль тепловых потерь обратных трубопроводов не наблюдается.

Приведенные выше формулы для определения тепловых потерь при двухтрубной бесканальной прокладке могут быть подвергнуты той же корректировке, что и в случае однотрубной прокладки при необходимости учета наличия покровного слоя [см формулу (10.26а)] или теплоотдачи от поверхности грунта омывающему его воздуху. В последнем случае в этих формулах следует заменить $t^р_{гр}$ на $t_{возд}$, а фактическую глубину заложения трубопроводов h – на увеличенную с учетом фиктивного слоя $h + \frac{\lambda_{гр}}{\alpha_{возд}}$.

Для определения температуры в любой точке массива грунта $t_{гр}$ вокруг двухтрубной бесканальной прокладки используется формула, являющаяся обобщением упрощенной формулы (10.31а) для однотрубной прокладки.

$$t_{гр} = t^р_{гр} + \frac{q'_{т.п}}{4\pi\lambda_{гр}}\ln\left[1+\frac{4hy}{x^2+(h-y)^2}\right] + \frac{q''_{т.п}}{4\pi\lambda_{гр}}\ln\left[1+\frac{4hy}{(x-k_{12})^2+(h-y)^2}\right]. \qquad (10.45)$$

Здесь значения $q'_{т\,п}$ и $q''_{т\,п}$ определяются по формулам (10.38), а за ось y принята вертикаль, проходящая через центр сечения подающей трубы. В формуле можно также учесть теплоотдачу от поверхности грунта воздуху, если заменить в ней $t^{р}_{гр}$ на $t_{возд}$ и h на $h + \frac{\lambda_{гр}}{\alpha_{возд}}$, а координату y на $y + \frac{\lambda_{гр}}{\alpha_{возд}}$.

При этом для температуры в любой точке поверхности грунта, полагая $y = 0$, получаем

$$t^{пов}_{гр} = t_{возд} + \frac{q'_{т\,п}}{4\pi\lambda_{гр}} \ln\left[1 + \frac{4\lambda_{гр}\left(h + \frac{\lambda_{гр}}{\alpha_{возд}}\right)}{\alpha_{возд}(x^2 + h^2)}\right] + \frac{q''_{т\,п}}{4\pi\lambda_{гр}} \ln\left[1 + \frac{4\lambda_{гр}\left(h + \frac{\lambda_{гр}}{\alpha_{возд}}\right)}{\alpha_{возд}[(x - k_{12})^2 + h^2]}\right]. \quad (10.45а)$$

Здесь $q'_{т\,п}$ и $q''_{т\,п}$ также должны подсчитываться с учетом замены в формулах (10.40) и (10.41) величины h на $h + \frac{\lambda_{гр}}{\alpha_{возд}}$. В отличие от однотрубной прокладки, при которой максимальная температура поверхности грунта $(t^{гр}_{пов})_{макс}$ всегда имеет место при $x = 0$, см. формулу (10.34а), в случае двухтрубной бесканальной прокладки эта температура может соответствовать различным точкам этой поверхности, но обычно в интервале значений $x = (0{,}2 \div 0{,}4)\,k_{12}$.

Для определения необходимых толщин изоляции подающих $\delta'_{из}$ и обратных $\delta''_{из}$ трубопроводов по заданным величинам их тепловых потерь $q'_{т\,п}$ и $q''_{т\,п}$, а также по известной величине R_{12} (или ρ_{12}), поскольку она не зависит от этих толщин, см. формулу (10.41), целесообразно представить формулы (10.38) в следующем виде:

$$q'_{т\,п}(R'_{из} + R'_{гр}) + q''_{т\,п}R_{12} = t'_{т} - t^{р}_{гр}, \quad (10.46)$$

$$q'_{т\,п}(R''_{из} + R''_{гр}) + q'_{т\,п}R_{12} = t''_{т} - t^{р}_{гр}. \quad (10.46а)$$

Отсюда

$$R'_{из} + R'_{гр} = \frac{t'_{т} - t^{р}_{гр} - q''_{т\,п}R_{12}}{q'_{т\,п}}, \quad (10.47)$$

$$R''_{из} + R'_{гр} = \frac{t''_{т} - t^{р}_{гр} - q'_{т\,п}R_{12}}{q''_{т\,п}}. \quad (10.47а)$$

Таким образом, определение толщин изоляции, соответствующих заданным тепловым потерям при двухтрубной бесканальной прокладке, с помощью формул (10.47) может быть сведено к этому определению раздельно для каждой трубы при ее одиночной прокладке. Используя соответствующие формулы (10.35) и (10.36) для подающей трубы, находим

$$\rho'_{из} = \frac{2\pi\lambda_{из}(t'_{т} - t^{р}_{гр})}{q'_{т\,п}} = 2\pi\lambda_{из}(R'_{из} + R'_{гр}) =$$

$$= \frac{2\pi}{q'_{т\,п}}(t'_{т} - t^{р}_{гр} - q''_{т\,п}R_{12}), \quad (10.48)$$

$$\sigma'_{из} = \ln(1 + 2\Delta'_{из}) =$$

$$= \frac{2\pi\lambda_{гр}}{q'_{т\,п}}(t'_{т} - t^{р}_{гр} - q''_{т\,п}R_{12}) - \lambda_{из}\ln\frac{4h}{d^{н}_{тр}}}{\lambda_{гр} - \lambda_{из}} \quad (10.48а)$$

Отсюда искомая толщина изоляции для подающей трубы составляет

$$\delta'_{из} = \frac{1}{2}d^{н}_{тр}(e^{\sigma'_{из}} - 1). \quad (10.49)$$

Аналогичные формулы для определения значений $\rho''_{из}$, $\sigma''_{из}$ и $\delta''_{из}$ применительно к обратной трубе могут быть получены путем замены в формулах (10.48) и (10.49) значений $t'_{т}$ на $t''_{т}$, $q'_{т\,п}$ на $q''_{т\,п}$ (или наоборот) и $\Delta'_{из}$ на $\Delta''_{из}$.

В случае надобности в этих формулах может быть учтена теплоотдача от поверхности грунта омывающему ее воздуху. Этот учет сводится к корректировке формул для значений $\rho'_{из}$ и $\rho''_{из}$, в которых следует заменить $t^{р}_{гр}$ на $t_{возд}$, а также для $\sigma'_{из}$, $\sigma''_{из}$ и R_{12} с заменой в этих формулах h на $h + \frac{\lambda_{гр}}{\alpha_{возд}}$.

Определение толщин изоляции по заданным значениям тепловых потерь при двухтрубной бесканальной прокладке производится исходя из нормативных значений этих потерь. Такие значения приведены в нормах (ВСН 399-79) [65]. Структура норм существенно отличается от аналогичных норм тепловых потерь при воздушной прокладке [64]. Так, нормы [65] относятся только к двухтрубным водяным тепловым сетям при бесканальной прокладке, а не к любым изолированным трубопроводам, как это имеет место в [64]. Кроме того, в [65] нормативные значения тепловых потерь приведены отдельно для подающих и обратных трубопроводов водяных тепловых сетей, а также суммарно по этим трубопроводам.

Включение таких суммарных значений обосновывается тем, что из-за ограниченности сортамента толщин изоляционных изделий соблюдение за их счет нормативных значений тепловых потерь отдельно по подающим и обратным трубопроводам часто неосуществимо, особенно для обратных

Таблица 10.6. **Нормы удельных потерь $q_{т\,н}^{норм}$, Вт/м, и приведенных тепловых потерь $\frac{q_{т\,н}^{норм}}{t_с^{ср} - t_{гр}^{ср}}$, Вт/(м·К), для изолированных трубопроводов при двухтрубной бескана-льной прокладке водяных тепловых сетей [65]**

Наружные диаметры трубопроводов $d_н^{тр}$, м	Нормированные значения удельных тепловых потерь для подающих и обратных трубопроводов, а также их суммы, Вт/м, при средних годовых температурах сетевой воды			Соответствующие значения приведенных тепловых потерь для подающих и обратных трубопроводов, а также их суммы, Вт/м, при средних годовых температурах сетевой воды		
	Подающий трубопровод $t_{с.под}^{ср} = 90\,°C$	Обратный трубопровод $t_{с.обр}^{ср} = 50\,°C$	Оба трубопровода $\frac{1}{2}(t_{с.под}^{ср} + t_{с.обр}^{ср}) = 70\,°C$	Подающий трубопровод $t_{с.под}^{ср} = 90\,°C$	Обратный трубопровод $t_{с.обр}^{ср} = 50\,°C$	Оба трубопровода $\frac{1}{2}(t_{с.под}^{ср} + t_{с.обр}^{ср}) = 70\,°C$
0,032	31	19	50	0,37	0,41	0,77
0,057	39	23	62	0,45	0,52	0,95
0,076	41	25	66	0,48	0,57	1,02
0,089	43	26	69	0,51	0,58	1,06
0,108	47	29	76	0,54	0,65	1,16
0,133	51	33	84	0,60	0,72	1,29
0,159	54	34	88	0,64	0,76	1,36
0,219	71	46	117	0,83	1,03	1,80
0,273	79	51	130	0,93	1,14	2,00
0,325	87	58	145	1,03	1,29	2,24
0,377	96	63	159	1,14	1,40	2,45
0,426	102	68	170	1,20	1,50	2,61
0,476	108	72	180	1,27	1,60	2,77
0,529	114	77	191	1,34	1,70	2,93
0,630	131	90	221	1,55	1,99	3,40
0,720	147	97	244	1,72	2,17	3,76
0,820	160	112	272	1,89	2,48	4,19
0,920	192	126	318	2,26	2,79	4,89
1,020	225	141	366	2,65	3,13	5,63
1,220	252	162	414	2,97	3,59	6,37

Примечания: 1. Приведенные значения нормированных удельных тепловых потерь относятся к средней годовой температуре грунта на глубине заложения труб $t_{пр}^{ср} = 5\,°C$ и годовой продолжительности работы трубопроводов более 5000 ч.

2. Значения приведенных удельных тепловых потерь получены делением соответствующих нормированных значений удельных потерь на средние годовые разности температур, равные 85 °С для подающего, 45 °С для обратного и 65 С для обоих трубопроводов.

трубопроводов с малыми толщинами изоляции. Поэтому нормами [65] предусматривается возможность применения изоляции одинаковой толщины для подающих и обратных трубопроводов, с тем чтобы в таких случаях соблюдались нормы тепловых потерь суммарно по обоим трубопроводам. Далее, эти нормы базируются на трех графиках температур, соответствующих расчетным температурам сетевой воды $t_{с.под}^{р} = 95$, 150 и 180 °С в подающих трубопроводах при общей для всех графиков расчетной температуре $t_{с.обр}^{р} = 70\,°C$ в обратных трубопроводах (см. § 8.2). Соответствующие средние годовые температуры сетевой воды приняты равными в подающих трубопроводах $t_{с\,под}^{ср} = 65$, 90 и 110 °С при общей для всех графиков средней годовой температуре в обратных трубопроводах $t_{с.обр}^{ср} = 50\,°C$.

В качестве расчетной температуры окружающей среды во всех случаях принята средняя годовая температура грунта $t_{гр}^{ср} = 5\,°C$. Поскольку водяные тепловые сети проектируются с учетом их круглогодичной эксплуатации, а также с расчетной температурой воды в подающих трубопроводах, равной или близкой $t_{с.под}^{р} = 150\,°C$ (см. § 8.2), в табл. 10.6 приведены нормативные значения тепловых потерь только при средних годовых температурах $t_{с.под}^{ср} = 90\,°C$, $t_{с.обр}^{ср} = 50\,°C$, $t_{гр}^{ср} = 5\,°C$ и при годовой продолжительности работы более 5000 ч. Кроме нормативных значений $q_{норм}^{с.под}$, $q_{норм}^{с.обр}$ и $q_{норм}^{с.под} + q_{норм}^{с.обр}$ в табл. 10.6 включены соответствующие значения удельных приведенных

Таблица 10 7 **Теплопроводность грунтов различной структуры и влажности по данным [8, 100, 138, 147]**

Характеристика грунтов	Плотность сухого грунта $\rho_{сух}$ кг/м³	Пористость P	Теплопроводность сухого грунта $\lambda_{сух}$ Вт/(м К)	Теплопроводность влажных грунтов $\lambda_{вл}$ при массовой влажности $и_м$ %					
				$и_м$ %	$\lambda_{вл}$	$и_м$ %	$\lambda_{вл}$	$и_м$ %	$\lambda_{вл}$
Пески и супеси	1200	0,54	0,20	12	0 94	24	1,31	36	1,55
	1600	0,38	0,31	16	1,24	32	1,76	48	2,15
	2000	0,23	0,56	20	2,03	40	3,08	—	—
	1600	—	—	8	1,10	22	1,92	38	2,44
	2000	—	—	10	2,03	23	3,31	—	—
Песок для строительных работ (ГОСТ 8736-77)	1600	—	0,35	2	0,58		—	—	—
Глины и суглинки	800	0,68	0,12	8	0 45	16	0,64	24	0,74
	1200	0,54	0,20	12	0,62	24	0,86	36	1,00
	1600	0,38	0 33	16	0 96	32	1,33	48	1,63
	2000	0,23	0,58	20	2,00	40	2,60	—	—
	1600	—	—	8	0,87	32	1,74	38	1,86
	2000	—	—	10	1,74	20	2,56	23	2,67
Гравий, дресва, щебень	2000	—	—	10	2,03	16	2,73	23	3,37
Известняк	1400	—	0,49	3	0,58	—	—	—	—
	1600	—	0,58	3	0,81		—	—	—
	1800	—	0,70	3	1,05	—	—	—	—
	2000	—	0,93	3	1,28	—	—	—	—
Мрамор	2800	—	2,91	—	—	—	—	—	—
Гранит, гнейс, базальт	2800	—	3,49	—	—	—	—	—	—

тепловых потерь, отнесенных к расчетным разностям температур $t_c^{ср} - t_{гр}^{ср}$, равным $90 - 5 = 85\,°C$ для подающих, $50 - 5 = 45\,°C$ для обратных трубопроводов и $\frac{1}{2}(85+45) = 65\,°C$ суммарно по обоим трубопроводам

Значения удельных приведенных тепловых потерь в табл 10 6, как и в аналогичной табл 10 3 для воздушной прокладки, предназначены для использования при пересчете нормированных значений этих потерь на другие средние годовые температуры сетевой воды $t_{с\,под}^{ср}$ и $t_{с\,обр}^{ср}$, а также грунта $t_{гр}^{ср}$

В нормах [65] для такого пересчета рекомендуется линейная формула Однако, как видно из приведенных в табл 10 6 данных, при двухтрубной бесканальной прокладке подсчитанные по нормативным значениям удельные тепловые потери для обратных трубопроводов при всех диаметрах труб больше, чем для подающих

Это объясняется снижением значений удельных тепловых потерь, как и при воздушной прокладке, по мере повышения расчетной температуры теплоносителя, в данном случае с 50 до 90 °C Поэтому для бесканальной прокладки, так же как и для воздушной, более точным является пересчет нормативных значений тепловых потерь на другие расчетные температуры $t_c^{ср}$ и $t_{гр}^{ср}$ исходя из пропорциональности между этими потерями и квадратным корнем из разности температур, а именно

$$q_{т\,п}^{с\,под} = q_{т\,п\,норм}^{с\,под} \sqrt{\frac{t_{с\,под}^{ср} - t_{гр}^{ср}}{t_{с\,под}^{норм} - t_{гр}^{норм}}}, \qquad (10\,50)$$

$$q_{т\,п}^{с\,обр} = q_{т\,п\,норм}^{с\,обр} \sqrt{\frac{t_{с\,обр}^{ср} - t_{гр}^{ср}}{t_{с\,обр}^{норм} - t_{гр}^{норм}}} \qquad (10\,50а)$$

При пересчете суммарных значений $q_{т\,п\,норм}^{с\,под} + q_{т\,п\,обр}^{с\,обр}$ наименьшая погрешность достигается при использовании формулы

$$q_{т\,п}^{с\,под} + q_{т\,п}^{с\,обр} = (q_{т\,п\,норм}^{с\,под} + q_{т\,п\,норм}^{с\,обр}) \times$$

$$\times \sqrt{\frac{t_{с\,под}^{ср} + t_{с\,обр}^{ср} - 2t_{гр}^{ср}}{t_{с\,под}^{норм} + t_{с\,обр}^{норм} - 2t_{гр}^{норм}}} \qquad (10\,50б)$$

Для выполнения расчетов по приведенным выше формулам необходимо располагать значениями теплопроводности грунта $\lambda_{гр}$ применительно к его характеристике на рассматриваемом участке подземной прокладки тепловых сетей.

В соответствии с размерами твердых частиц в пористых грунтах различают грунты глинистые с размерами частиц менее 0,01 мм, песчаные с размерами более 0,1 мм, а также промежуточные по структуре (суглинки и супеси). При размерах частиц более 2 мм грунты называются крупнообломочными (гравий, щебень и т. п.). При заполнении пор грунта водой его теплопроводность возрастает сначала резко, а потом более медленно. В сухих грунтах теплопроводность растет при снижении их пористости, а в грунтах с малой пористостью (скальные породы, известняки) – при увеличении их плотности [144].

В табл. 10.7 приведены значения теплопроводности различных грунтов при температурах 5–20 °С – как сухих, так и с различной влажностью. Для сухих грунтов повышение их температуры до 30–40 °С, возможное вблизи изолированных трубопроводов, оказывает незначительное влияние на теплопроводность (см. гл. 5).

Для влажных грунтов повышение температуры сказывается в изменении их влажности, быстро убывающей по мере такого повышения за счет частичного испарения влаги. При этом вблизи трубопроводов, даже изолированных, образуется цилиндрический слой грунта с минимальной влажностью, постепенно возрастающей при переходе к удаленным от трубопроводов слоям с более низкими температурами грунта. Эти обстоятельства, а также требования норм [22] о применении попутного дренажа, понижающего уровень стояния грунтовых вод при прокладке тепловых сетей ниже максимального возможного значения этого уровня, позволяют принимать в расчетах значения теплопроводности грунтов $\lambda_{гр} = 1{,}0 \div 2{,}0$ Вт/(м · К), соответствующие их средней объемной влажности $w_{об} = 10 \div 20\%$ или массовой $w_м = 20 \div 30\%$, см. формулу (5.3а).

10.4. Тепловые расчеты при подземной канальной прокладке тепловых сетей

Наиболее распространенным типом подземной прокладки тепловых сетей является их прокладка в специальных строительных конструкциях (каналах, туннелях, коллекторах), между внутренней поверхностью которых и наружной поверхностью изолированных трубопроводов сохраняется воздушное пространство, через которое происходит теплоотдача трубопроводов в окружающий эти конструкции грунт.

Если габариты сечения строительных конструкций выбираются исходя из возможности обслуживания трубопроводов в процессе эксплуатации, то соответствующие конструкции называются проходными каналами или туннелями. В остальных случаях применяются непроходные каналы, внутренние габариты которых определяются только наружными диаметрами заложенных в них изолированных труб вместе с оговоренными в нормах [22] минимальными расстояниями в свету от наружных поверхностей этих труб до стенок, перекрытия и дна канала, а также между этими поверхностями для соседних труб. Эти расстояния возрастают вместе с условными диаметрами труб примерно от 0,05–0,10 м при диаметрах 0,025–0,08 м до 0,25 м при диаметрах 0,8 м и более.

В непроходных каналах, где побудительная вентиляция отсутствует, все тепловые потоки от изолированных трубопроводов через воздушное пространство и строительные конструкции канала распространяются в массиве грунта так же, как и от этих трубопроводов при бесканальной прокладке. Направления и интенсивности этих потоков зависят от формы сечения канала и количества уложенных в нем труб. Только в изредка применяемых каналах круглого сечения с размещением в них одной изолированной трубы условия распространения тепловых потоков от этой трубы через стенки канала в грунте соответствуют таким условиям при прокладке в нем одиночной трубы. В таких случаях для определения тепловых потерь трубы в грунте, а также температур грунта в отдельных точках может быть использована описанная в § 10.3 методика с добавлением в выражения для суммарного термического сопротивления по формуле (10.25) двух дополнительных слагаемых, учитывающих соответственно теплопередачу через цилиндрическую воздушную прослойку между изолированным трубопроводом и стенкой круглого канала, а также теплопроводность этой стенки. Но эта методика непригодна при расположении в канале двух и большего количества изолированных трубопроводов, а также при применении каналов с некруглой формой поперечного сечения, в частности преобладающих в строительстве тепловых сетей каналов прямоугольной формы. В подобных случаях пригодной методикой для определения тепловых потерь

трубопроводов при канальной прокладке является методика, основанная на использовании условной средней температуры воздуха в канале $t_{\text{возд}}^{\text{кан}}$.

Для определения температуры при любой форме сечения канала и количестве уложенных в нем труб применяется балансовый метод, подробно описанный в [147] и основанный на том, что суммарные тепловые потери всех труб в воздушное пространство канала при отсутствии его вентиляции должны равняться тепловым потерям этого канала в окружающий массив грунта. При составлении такого баланса для определения тепловых потерь каждого из изолированных трубопроводов используются приведенные формулы (10.17а) или (10.19а) для случая воздушной прокладки с подстановкой в них вместо температуры окружающего воздуха $t_{\text{возд}}$ средней температуры его в воздушном пространстве канала $t_{\text{возд}}^{\text{кан}}$. Наряду с этим для определения тепловых потерь канала в массиве грунта используется приведенная выше формула (10.24а) для случая однотрубной бесканальной прокладки с подстановкой в нее вместо температуры теплоносителя $t_{\text{т}}$ средней температуры воздушного пространства канала $t_{\text{возд}}^{\text{кан}}$.

Необходимость учета теплоотдачи от воздуха к внутренней поверхности канала связана с тем, что значения соответствующего коэффициента теплоотдачи $\alpha_{\text{кан}}$ близки к таковым для коэффициента теплоотдачи от поверхности изолированного трубопровода к воздуху в канале $\alpha_{\text{из}}$, а потому соответствующим слагаемым в суммарном термическом сопротивлении $R_{\text{к}}^{\text{сум}}$ в данном случае пренебречь нельзя, см. формулы (10.11а) и (10.25). Вместе с тем включение в суммарное термическое сопротивление дополнительного слагаемого, соответствующего теплопроводности строительных конструкций канала, представляется излишним, поскольку теплопроводность материалов этих конструкций, в основном железобетонных, изредка кирпичных, находится в пределах $\lambda_{\text{кан}} = 0{,}8 \div 1{,}5$ Вт/(м · К), т. е. близка к таковой для грунтов (см. табл. 10.7), а толщины этих конструкций невелики по сравнению с глубинами заложения труб. С учетом этих соображений основное уравнение теплового баланса канала с любой формой сечения, в котором уложены два изолированных трубопровода, может быть представлено в виде

$$q'_{\text{т.п}} + q''_{\text{т.п}} = \frac{t'_{\text{т}} - t_{\text{возд}}^{\text{кан}}}{R'_{\text{из}} + R'_{\text{возд}}} + \frac{t''_{\text{т}} - t_{\text{возд}}^{\text{кан}}}{R''_{\text{из}} + R''_{\text{возд}}} = q_{\text{т.п}}^{\text{кан}} = \frac{t_{\text{возд}}^{\text{кан}} - t_{\text{гр}}^{\text{р}}}{R_{\text{возд}}^{\text{кан}} + R_{\text{гр}}}. \qquad (10.51)$$

Значения термических сопротивлений изоляционных конструкций трубопроводов $R'_{\text{из}}$ и $R''_{\text{из}}$ в этом балансе определяются по формуле (10.2) применительно к основному и покровному слоям изоляционной конструкции каждого трубопровода. Значения сопротивлений теплоотдаче от наружной поверхности трубопровода в воздушное пространство канала $R'_{\text{возд}}$ и $R''_{\text{возд}}$ подсчитываются по формуле (10.12а). По этой же формуле определяется значение сопротивления теплоотдаче от воздуха к стенке канала $R_{\text{возд}}^{\text{кан}}$, но с заменой диаметра $d_{\text{н}}^{\text{пок}}$ на гидравлически эквивалентный диаметр сечения канала в свету, равный

$$d_{\text{кан}}^{\text{экв}} = 4F_{\text{кан}}/P_{\text{кан}}. \qquad (10.52)$$

Здесь $F_{\text{кан}}$, м^2 – поперечное сечение канала в свету, а $P_{\text{кан}}$, м – периметр этого сечения. В частности, для каналов прямоугольного сечения шириной в свету $b_{\text{кан}}$ и высотой в свету $h_{\text{кан}}$ имеем

$$d_{\text{кан}}^{\text{экв}} = \frac{2b_{\text{кан}}h_{\text{кан}}}{b_{\text{кан}} + h_{\text{кан}}}. \qquad (10.52а)$$

Формулы типа (10.15) для определения радиационного слагаемого в коэффициентах теплоотдачи от изоляции к воздуху $\alpha_{\text{из}}$ и от воздуха к стенке канала $\alpha_{\text{кан}}$ неприменимы в условиях сложного радиационного теплообмена в воздушном пространстве канала между наружными поверхностями изолированных трубопроводов и внутренней поверхностью ограждающих конструкций канала. Поэтому вместо точного определения этих коэффициентов по способу последовательных приближений, описанному в § 10.2 применительно к воздушной прокладке, в случае прокладки в непроходных каналах можно ограничиться использованием в формуле (10.12а) только приближенных значений этих коэффициентов, принимаемых равными $\alpha'_{\text{из}} = \alpha''_{\text{из}} = \alpha_{\text{кан}} = 12$ Вт/(м^2 · К).

Основные затруднения при выполнении расчетов по формулам (10.51) возникают в связи с необходимостью оценки значений $R_{\text{гр}}$ для каналов прямоугольного сечения, так как соответствующая формула (10.26) по существу непригодна для каналов любого сечения, кроме круглого.

Экспериментальные данные по термическим сопротивлениям грунта вокруг каналов прямоугольного сечения были получены методом электротепловой аналогии [150], а их результаты обобщены эмпирической формулой, которую можно представить следующим безразмерным соотношением:

$$\lambda_{\text{гр}}R_{\text{гр}} = \frac{\lambda_{\text{гр}}(t_{\text{вн}}^{\text{кан}} - t_{\text{гр}}^{\text{р}})}{q_{\text{кан}}} =$$

$$= \frac{\ln\left[3{,}5\,\frac{H_{\text{кан}}}{h_{\text{кан}}}\left(\frac{h_{\text{кан}}}{b_{\text{кан}}}\right)^{0.25}\right]}{5{,}7+0{,}5\,\frac{b_{\text{кан}}}{h_{\text{кан}}}}. \qquad (10.53)$$

Здесь $H_{\text{кан}}$, м – глубина заложения канала от поверхности грунта до горизонтальной оси канала. В соответствии с формулой (10.53) значения $\lambda_{\text{гр}}R_{\text{гр}}$ для каналов прямоугольного сечения зависят только от двух отношений их основных размеров, а именно от $b_{\text{кан}}/h_{\text{кан}}$ и $H_{\text{кан}}/h_{\text{кан}}$.

Анализ типовых габаритов непроходных каналов прямоугольного сечения при размещении в них двух трубопроводов водяных тепловых сетей показывает, что в этих конструкциях значения отношения $b_{\text{кан}}/h_{\text{кан}}$ обычно находятся [128] в интервале 1,3 – 2,1. Значения $H_{\text{кан}}$ составляют от 1 до 4 м. С учетом этих данных интервал значений $H_{\text{кан}}/h_{\text{кан}}$ составляет примерно от 1 до 5 (при диаметрах труб менее 0,1 м – иногда до 7).

В соответствии с этим в табл. 10.8 включены значения $\lambda_{\text{гр}}R_{\text{гр}}$ по формуле (10.53) при значениях $H_{\text{кан}}/h_{\text{кан}}$ от 1 до 5 и $b_{\text{кан}}/h_{\text{кан}}$ от 1,3 до 2,1, составляющие от 0,16 до 0,44. При этом наименьшие значения $\lambda_{\text{гр}}R_{\text{гр}}$ имеют место при укладке труб большого диаметра на малой глубине, а наибольшие – при укладке труб малого диаметра на большой глубине.

После подстановки в формулу (10.51) значений $R'_{\text{из}}$, $R''_{\text{из}}$, $R'_{\text{возд}}$, $R''_{\text{возд}}$, $R^{\text{кан}}_{\text{возд}}$ и $R_{\text{гр}}$ средняя температура воздуха в канале $t^{\text{кан}}_{\text{возд}}$ может быть определена по формуле

$$t^{\text{кан}}_{\text{возд}} = \frac{\dfrac{t'_{\text{т}}}{R'_{\text{из}}+R'_{\text{возд}}}+\dfrac{t''_{\text{т}}}{R''_{\text{из}}+R''_{\text{возд}}}+\dfrac{t^{\text{р}}_{\text{гр}}}{R^{\text{кан}}_{\text{возд}}+R_{\text{гр}}}}{\dfrac{1}{R'_{\text{из}}+R'_{\text{возд}}}+\dfrac{1}{R''_{\text{из}}+R''_{\text{возд}}}+\dfrac{1}{R^{\text{кан}}_{\text{возд}}+R_{\text{гр}}}}. \qquad (10.54)$$

В формулы (10.51) и (10.54) может быть внесена поправка для учета термического сопротивления теплоотдаче от поверхности грунта окружающему воздуху, для чего достаточно заменить в этих формулах значения $t^{\text{р}}_{\text{гр}}$ на $t_{\text{возд}}$, а h на $h+\frac{\lambda_{\text{гр}}}{\alpha_{\text{возд}}}$. Вместе с тем необходимо иметь в виду, что формулы (10.24) или (10.34) для определения температур грунта, в частности температур его поверхности над каналом, в случае непроходных каналов прямоугольного сечения в принципе непригодны из-за искажений температурного поля в грунте, связанных с формой сечения канала, независимо от того, каким способом подсчитываются суммарные тепловые потери трубопроводов в этих каналах. Для определения таких температур необходимо использование соответствующих экспериментальных данных, которые могут быть получены, в частности, методом электротепловой аналогии.

Таблица 10.8. **Значения $\lambda_{\text{гр}}R_{\text{гр}}$ для каналов прямоугольного сечения по формуле (10.53)**

Отношение $H_{\text{кан}}/h_{\text{кан}}$	Отношение $b_{\text{кан}}/h_{\text{кан}}$				
	1,3	1,5	1,7	1,9	2,1
1	0,187	0,178	0,171	0,164	0,158
1,25	0,222	0,213	0,205	0,198	0,191
1,5	0,251	0,241	0,233	0,225	0,218
1,75	0,275	0,265	0,256	0,248	0,241
2,0	0,296	0,286	0,277	0,269	0,261
2,5	0,331	0,321	0,311	0,302	0,294
3	0,368	0,349	0,339	0,330	0,321
4	0,405	0,394	0,383	0,373	0,364
5	0,440	0,428	0,416	0,404	0,397

Ориентировочная оценка средней температуры поверхности грунта над перекрытием канала прямоугольного сечения может быть получена исходя из допущения плоскопараллельного теплового потока в слое грунта между его поверхностью и перекрытием канала с учетом теплоотдачи воздуху. Это допущение приводит к формуле

$$t^{\text{пов}}_{\text{гр}} \approx t_{\text{возд}} + \frac{t^{\text{кан}}_{\text{возд}} - t_{\text{возд}}}{1+\alpha_{\text{возд}}\left(\dfrac{1}{\alpha_{\text{кан}}}+\dfrac{H_{\text{кан}}-0{,}5h_{\text{кан}}}{\lambda_{\text{гр}}}\right)}. \qquad (10.55)$$

Получаемые по приближенной формуле (10.55) значения температуры поверхности грунта несколько выше средних для всего участка этой поверхности шириной $b_{\text{кан}}$, расположенного над перекрытием канала, но несколько ниже максимальной температуры в точках этой поверхности на ее пересечении с осью вертикальной симметрии канала.

Определение необходимых толщин изоляционного слоя по заданным значениям тепловых потерь каждой из труб, уложенных в непроходных каналах, основывается на формуле (10.54), исходя из которой может быть найдена соответствующая этим значениям средняя температура воздуха в канале:

$$t^{\text{кан}}_{\text{возд}} = t^{\text{р}}_{\text{гр}} + (q'_{\text{т.п}} + q''_{\text{т п}})(R^{\text{кан}}_{\text{возд}} + R_{\text{гр}}). \qquad (10.56)$$

После определения этой температуры толщины изоляции, соответствующие тепловым потерям каждой из труб $q'_{\text{т п}}$ или $q''_{\text{т п}}$, могут быть подсчитаны по способу, описанному в § 10.2 для случая воздушной прокладки изолированных трубопроводов, с заменой в формулах (10.20) и (10.21) $t_{\text{возд}}$ на $t^{\text{кан}}_{\text{возд}}$.

10.5. Суммарные тепловые потери тепловых сетей

Местные тепловые потери конструкций зависят прежде всего от размеров наружной поверхности изолируемых элементов и технических показателей применяемой изоляции, могут быть подсчитаны путем обработки соответствующих экспериментальных данных. Однако приведенные в [103] данные относятся в основном к фланцевым соединениям и арматуре, тепловые потери которых определяются в расчете на один элемент в зависимости от условного прохода труб или арматуры при данных температурах теплоносителя и окружающего воздуха. При этом существенную роль играет выбор изоляционной конструкции. Так, например, для *фланцевых соединений тепловые потери при* засыпной изоляции в полуфутлярах в 2–2,5 раза больше, чем при мастичной изоляции. Кроме того, тепловые потери оказываются примерно пропорциональными разности температур теплоносителя и окружающего воздуха. Наличие такой же пропорциональности для тепловых потерь изолированных трубопроводов позволяет ориентировочно оценивать местные тепловые потери как соответствующие определенной длине изолированного трубопровода при тех же условных проходах и температурах теплоносителя и окружающей среды. При такой оценке для определения суммарных значений линейных и местных тепловых потерь по участкам тепловых сетей может быть использована формула

$$Q_{\text{т п}}^{\text{сум}} = Q_{\text{т п}}^{\text{тр}} + Q_{\text{т п}}^{\text{м}} = q_{\text{т п}}(l_{\text{уч}} + \Sigma n_{\text{эл}} l_{\text{т п}}^{\text{экв}}). \quad (10.57)$$

Здесь $q_{\text{т п}}$, Вт/м – линейные тепловые потери на 1 м длины изолированных трубопроводов; $l_{\text{уч}}$, м – длина участка, а $l_{\text{т п}}^{\text{экв}}$, м – эквивалентная длина изолированного трубопровода, соответствующая местным тепловым потерям одного элемента определенного типоразмера при общем количестве этих элементов $n_{\text{эл}}$ в пределах данного участка. Использование формулы (10.57) с постоянными значениями $l_{\text{т п}}^{\text{экв}}$ возможно при условии, что эти значения зависят не от условного прохода и разности температур теплоносителя и окружающей среды, а только от типа изоляционной конструкции данного элемента.

Согласно приведенным данным [103] такое допущение оправдывается в основном для фланцевых соединений, для которых можно в среднем принять $l_{\text{т п}}^{\text{экв}} = 1-1{,}5$ м. Вместе с тем для арматуры необходимо учитывать зависимость значении $l_{\text{т п}}^{\text{экв}}$ от ее условного прохода $D_{\text{у}}$. Так, в [103] рекомендуется при температурах $t_{\text{т}} = 100\,^{\circ}\text{C}$ и $t_{\text{возд}} = 25\,^{\circ}\text{C}$ принимать для арматуры значения $l_{\text{т п}}^{\text{экв}} = 2{,}3$ м при $D_{\text{у}} = 0{,}1$ м и 3,0 м при $D_{\text{у}} = 0{,}5$ м. В других источниках для этого случая приведены данные, свидетельствующие о значительно большем разбросе значений ($l_{\text{т п}}^{\text{экв}} = 3{,}2 \div 6{,}6$ м).

Опытные данные по местным тепловым потерям через опоры, в основном подвижные (скользящие или подвесные), отсутствуют. Для таких опор имеются только общие указания, согласно которым их тепловые потери рекомендуется оценивать единым повышающим коэффициентом $K_{\text{т п}}^{\text{оп}}$ на линейные тепловые потери. Для этого коэффициента в [103] приведены следующие значения: для подвесных опор при воздушной прокладке – 1,05; для скользящих или катковых *подвижных опор при воздушной* прокладке и условных проходах труб 0,15 м и более – 1,15, при условных проходах труб менее 0,15 м – 1,20.

Для подземной прокладки в каналах соответствующие указания отсутствуют, но из-за более высоких температур воздуха тепловые потери через опоры в этом случае должны быть несколько меньше, чем при прокладке в помещениях. При бесканальной прокладке подвижные опоры не применяются. Кроме того, в приведенных выше значениях коэффициента $K_{\text{т п}}^{\text{оп}}$ не учитывается влияние условного прохода труб, которым определяются предельные расстояния между соседними подвижными опорами. Между тем эти расстояния при увеличении условного прохода труб с $D_{\text{у}} = 0{,}05$ м до $D_{\text{у}} = 0{,}5$ м возрастают в 3–5 раз (см. гл. 4), в связи с чем значения коэффициента $K_{\text{т п}}^{\text{оп}}$ должны существенно снижаться по мере перехода к большим условным проходам труб.

В нормах [22] рекомендован упрощенный способ учета всех местных тепловых потерь посредством единого повышающего коэффициента $K_{\text{т п}}^{\text{сум}}$ на линейные тепловые потери по формуле

$$Q_{\text{т п}}^{\text{сум}} = K_{\text{т п}}^{\text{сум}} q_{\text{т п}} l_{\text{уч}}. \quad (10.57\text{а})$$

При этом для коэффициента $K_{\text{т п}}^{\text{сум}}$ приведены следующие значения: 1,15 – при подземной бесканальной прокладке; 1,20 – при подземной прокладке в непроходных или проходных каналах и 1,25 – при прокладке на открытом воздухе.

Суммарные тепловые потери отдельных участков водяных тепловых сетей, определяемые по формуле (10.57) или (10.57а), являются *исходными при* расчете *изменений в* результате этих потерь температур сетевой воды. Такие расчеты могут выполняться как по отдельным участкам, так и суммарно по

трассе сетей в целом, состоящей из множества участков, начиная от выхода сетей из теплоисточника вплоть до тепловых пунктов, обычно до наиболее удаленных от источника по этой трассе. Расчеты базируются на тепловых балансах отдельных участков, которые для двухтрубных водяных сетей должны составляться отдельно по подающим и обратным трубопроводам. Пренебрегая незначительными слагаемыми этих балансов, связанными с утечкой сетевой воды и превращением в теплоту работы трения при течении воды по трубам, их можно представить в следующем виде:

$$Q_{т\,п}^{с\,под} = G_{с\,под} c_в^{ср} (t_{с\,под}^{нач} - t_{с\,под}^{кон}), \quad (10.58)$$

$$Q_{т\,п}^{с\,обр} = G_{с\,обр} c_в^{ср} (t_{с\,обр}^{нач} - t_{с\,обр}^{кон}). \quad (10.58а)$$

Здесь $G_{с\,под}$ и $G_{с\,обр}$, кг/с – расходы сетевой воды соответственно в подающих и обратных трубопроводах данного участка, принимаемые постоянными по всей его длине; $t_{с\,под}^{нач}$ и $t_{с\,под}^{кон}$, °С – температуры воды в подающих трубопроводах в начале и конце участка по ходу воды от теплоисточника; $t_{с\,обр}^{нач}$ и $t_{с\,обр}^{кон}$, °С – температуры воды в обратных трубопроводах в начале и конце участка по ходу воды к теплоисточнику; $c_в^{ср}$, Дж/(кг·К) – средняя массовая теплоемкость воды в соответствующих интервалах температур. Температуры сетевой воды в период эксплуатации сетей находятся в пределах 60 – 150 °С в подающих и 30 – 70 °С в обратных трубопроводах.

При обычных для тепловых сетей соотношениях между диаметрами труб и соответствующими расходами сетевой воды (см. § 9.2), а также между нормативными тепловыми потерями на 1 м трубопроводов наибольшие изменения температур воды в подающих или обратных трубопроводах тепловых сетей значительной протяженности не превышают 5 °С.

Зависимостью средней теплоемкости воды от температуры в этих расчетах можно пренебречь, принимая в качестве среднего единое значение $c_в^{ср} = 4190$ Дж/(кг·К). С учетом этого значения для изменения температур сетевой воды по участкам получается соотношение

$$t_{с\,под}^{кон} = t_{с\,под}^{нач} - 0{,}238 \cdot 10^{-3} \frac{K_{т\,п}^{сум} q_{т\,п}^{под} l_{уч}}{G_{с\,под}}, \quad (10.59)$$

$$t_{с\,обр}^{кон} = t_{с\,обр}^{нач} - 0{,}238 \cdot 10^{-3} \frac{K_{т\,п}^{сум} q_{т\,п}^{обр} l_{уч}}{G_{с\,обр}}. \quad (10.59а)$$

При расчете изменений температур сетевой воды в обратных трубопроводах по участкам исходными являются температуры и расходы воды в обратных трубопроводах тепловых пунктов, присоединенных к каждому участку, с последующим определением средневзвешенных значений этих температур.

Глава одиннадцатая

РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ НА ПРОЧНОСТЬ И КОМПЕНСАЦИЮ ТЕМПЕРАТУРНЫХ РАСШИРЕНИЙ

11.1. Особенности расчета трубопроводов

Специфические особенности трубопроводов тепловых сетей (теплопроводов) заключаются в следующем:

а) стенки труб испытывают напряжения от внутреннего давления теплоносителя меньшие, чем изгибающие напряжения от компенсации температурных удлинений труб и изгиба от весовых нагрузок;

б) температура труб не превышает 160 – 200 °С, при которой механические свойства сталей практически не отличаются от свойств при температуре 20 °С;

в) характер и величина нагрузок существенно различны в зависимости от способа прокладки труб (подземная в непроходных каналах, в проходных туннелях, бесканальная, воздушная) и способов компенсации температурных удлинений;

г) пространственные схемы трубопроводов, требующие наиболее сложных расчетов на компенсацию температурных удлинений, встречаются относительно редко, только в пределах зданий котельных, насосных станций и др.

Рекомендации по расчету на прочность и компенсацию температурных удлинений, содержащиеся в ряде руководств по проектированию станционных паропроводов, при проектировании тепловых сетей могут использоваться в ограниченных пределах, так как они не учитывают условий работы и нагрузок, характерных для тепловых сетей. Проектные организации используют собственные типовые материалы, нормали и рекомендации, в основу которых положены рас-

четные формулы и методы расчета, не увязанные между собой. В результате полученные по разным методикам расчетные усилия и напряжения имеют большие расхождения.

В ряде случаев используются расчетные предпосылки, не отражающие реальных условий работы трубопроводов, особенно при подземной прокладке труб. Наблюдаются чрезмерно большие коэффициенты запаса прочности, например, в расчетах П-образных компенсаторов температурных удлинений труб и другого оборудования, что приводит к необоснованному увеличению расхода дорогостоящих труб и общему удорожанию строительства тепловых сетей.

Следует указать, что относительно небольшое уменьшение размеров П-образных компенсаторов позволяет получить существенную экономию в затратах дорогостоящих стальных труб.

При разработке методики расчета, расчетных формул использованы также результаты, полученные на опытных трубопроводах [134]. Установлено, что следует считаться с большой приближенностью в оценке сил трения в опорах трубопроводов и в сальниковых компенсаторах. Поэтому не имеет смысла усложнять проектирование, как это иногда делается, используя большое количество типовых расчетных схем и формул, например приведенных в справочнике для проектирования [100]. Достаточно ограничиться рассмотренными ниже семью типовыми схемами.

11.2. Расчетные нагрузки и воздействия на трубопроводы тепловых сетей

В расчетах на прочность должны учитываться следующие нагрузки и воздействия на трубопроводы, различающиеся по величине и характеру:

а) весовые при расчете труб на изгиб;

б) ветровые (для надземных прокладок на эстакадах);

в) от сил трения в подвижных опорах или трения в окружающем грунте (последние в бесканальных прокладках);

г) воздействие внутреннего давления теплоносителя в трубах;

д) воздействие изменения температуры труб.

Весовые нагрузки вызывают большие изгибающие напряжения, которые составляют значительную часть общего, суммарного напряжения в стенках труб. Значительно меньше на прочность трубопроводов тепловых сетей влияет внутреннее давление, величина которого обычно не превышает 1,6 МПа. Поэтому в отличие от многих других напорных трубопроводов давление не является определяющим фактором при назначении толщины стенок трубопроводов из условия их прочности. Однако в трубопроводах, имеющих механические дефекты, например в сварных швах или в стенках, ослабленных коррозией, особенно труб большого диаметра (D_y 1000 ÷ 1400 мм), возможны разрывы стенок под действием и относительно невысокого давления.

Ветровые нагрузки и нагрузки от сил трения в опорах значительно меньше других нагрузок оказывают влияние на прочность трубопроводов. При необходимости влияние трения может быть снижено простым конструктивным мероприятием – заменой скользящих опор на катковые или (при надземных прокладках) подвесными, на тягах *.

В практике проектирования трубопроводов тепловых сетей находят применение нормативы для расчета магистральных газопроводов и нефтепроводов, основанные на методе определения предельных состояний (СНиП 2.05.06-85), и технические условия, разработанные ЦКТИ (ОСТ 108.031.02-75), основанные на методе расчета по допускаемым напряжениям, которые приняты для расчетов на прочность энергетических установок и паропроводов на ТЭЦ.

11.3. Расчет напряжений, вызванных внутренним давлением теплоносителя

Определение толщины стенок труб δ, м, согласно СНиП II-45-75 производится методом предельных состояний

$$\delta = \frac{npD_н}{2(R_1 + np)}, \qquad (11.1)$$

где $n = 1{,}1$ – коэффициент перегрузки; p – внутреннее давление, МПа; R_1 – расчетное сопротивление для стали, МПа; $D_н$ – наружный диаметр труб, м; R_1 принимается равным минимальному временному сопротивлению стали на растяжение по ГОСТ в зависимости от марки трубной стали, с учетом ряда снижающих коэффициентов: безопасности, степени надежности работы и других.

Определение толщины стенок δ, м, по допускаемому напряжению согласно

* Исключение составляют бесканальные трубопроводы, в которых силы трения (при «защемлении» труб в грунте) могут достигать большой величины: подробнее об этом см. в [128].

ОСТ.108.031.02-75 производится по формуле:

$$\delta = \frac{pD_н}{2\varphi\sigma_{доп} + p}, \qquad (11.2)$$

где $\sigma_{доп}$ – допускаемое напряжение, МПа; φ – коэффициент прочности сварных швов, зависящий от способа сварки, для бесшовных труб $\varphi = 1$.

Для углеродистых трубных сталей, работающих при температуре не выше 200 °С, приняты следующие величины $\sigma_{доп}$:

Марка стали	ВСт2кп	ВСт3Кп	ВСт3сп, ВСт3пс
Допускаемое напряжение $\sigma_{доп}$, МПа . .	95	110	117

Марка стали	15, 15к, 16к	20, 20к, 18к	16ГС
Допускаемое напряжение $\sigma_{доп}$, МПа . .	130	140	145

Для сравнения приведены результаты расчетов, выполненных по формулам (11.1) и (11.2) для магистральных трубопроводов большого диаметра из труб стали марки ВСт3сп с двухсторонним сварным швом, при $n = 1{,}1$, $p = 1{,}6$ МПа, $R_1 = 240$ МПа, $\sigma_{доп} = 117$ МПа, $\varphi = 0{,}9$.

Диаметр труб D_y, мм	1000	1200	1400
Толщина стенок δ, мм, по формуле (11.1)	3,7	4,3	5,2
Толщина стенок δ, мм, по формуле (11.2) при одинаковом давлении p	7,7	9,1	10,7

Величины, полученные по формулам (11.1) и (11.2), недостаточны, так как трубопроводы испытывают одновременно дополнительные напряжения изгиба от собственной массы и большие температурные, компенсационные усилия. Расчет прочности от действия суммарных нагрузок приведен ниже.

Напряжения растяжения в стенках труб от внутреннего давления σ_1, действующие в осевом направлении (аксиальное), и σ_2 – в поперечном (тангенциальное), определяются по известным формулам:

$$\sigma_1 = npD_{вн}/4\delta; \qquad (11.3)$$

$$\sigma_2 = npD_{вн}/2\delta, \qquad (11.4)$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр трубы.

Осевая растягивающая сила P по формуле

$$P = np\frac{\pi D_{вн}^2}{4}. \qquad (11.5)$$

В трубопроводах с сальниковыми компенсаторами, которые допускают свободное перемещение концов труб в осевом направлении (в местах установки компенсаторов трубопровод фактически разрезан на части), силы P целиком передаются на неподвижные опоры. Конструкции этих опор должны быть выполнены особо прочными – в соответствии с расчетами по формулам, приведенным в § 11.5. При больших диаметрах тепломагистралей (D_y 1000 ÷ 1400 мм) силы P достигают больших величин: 1250–2400 кН.

С учетом трения в опорах и реактивных сил $P_к$ в компенсаторах сила P в общем виде определяется по формуле

$$P = np\frac{\pi D_н^2}{4} \pm \mu qL \pm P_к, \qquad (11.6)$$

где q – удельная нагрузка от массы теплопровода, Н/м; L – расстояние от неподвижной опоры до компенсатора, м; μ – коэффициент трения в опорах, знак «+» или «–» зависит от температурного режима (нагрев или охлаждение). В бесканальных трубопроводах вместо μq действуют силы трения $p_{тр}$, отнесенные к единице длины трубы, определяемые из опыта по специальным измерениям. Наибольшие напряжения сжатия действуют в режиме нагрева (см. ниже).

11.4. Расчет трубопроводов на весовые нагрузки

Изгибающие напряжения от собственной массы трубопроводов определяются по известным формулам сопротивления материалов для расчета многопролетных неразрезных балок.

Максимальный изгибающий момент над опорами M и в середине пролета между опорами $M_{l/2}$, Н·м,

$$-M = ql^2/12; \qquad (11.7)$$

$$M_{l/2} = ql^2/24. \qquad (11.8)$$

Максимальный прогиб $f_{l/2}$, м, определяется из выражения

$$f_{l/2} = ql^4/384EI, \qquad (11.9)$$

где l – расстояние между опорами (одинаковое для всех пролетов), м; EI – жесткость поперечного сечения трубы; E – модуль продольной упругости, Па/м^2; I – экваториальный момент инерции трубы, м^4; q – расчетная весовая нагрузка на единицу длины трубопровода, Па/м.

В трубопроводах с волнистыми (линзовыми компенсаторами, которые создают шарнирность, т. е. допускают поворот сечений трубопровода на некоторый угол, максимальный изгибающий момент М, Н·м, и прогиб $f_{l/2}$, м, возрастают:

$$-M = ql^2/10; \qquad (11.10)$$

$$f_{l/2} = ql^4/185EI \qquad (11.11)$$

при максимально допускаемых расстояниях между опорами, что позволяет существенно снизить стоимость надземных прокладок трубопроводов на эстакадах, кроме расчета на прочность, необходимо дополнительно определять прогибы по формуле (11.9) или (11.11).

Большие прогибы могут вызвать образование «мешков» в пониженных точках, в которых будет застаиваться вода, что может приводить к гидравлическим ударам в пусковом режиме, например при прогреве паропроводов. Установлено, что полное осушение трубопроводов достигается при отсутствии «мешков», когда максимальный прогиб $f_{l/2}$ не превышает 0,25 относительного снижения опор il за счет монтажного уклона осей труб i:

$$f_{l/2} \leqslant 0{,}25il. \qquad (11.12)$$

Например, в трубопроводе при $l = 20$ м, уложенном с уклоном $i = 0{,}005$, т. е. 5 мм/м, прогиб не должен превышать $f_{l/2} \leqslant 0{,}25 \cdot 0{,}005 \cdot 20 = 0{,}025$ м = 25 мм.

В непроходных каналах расстояния между опорами целесообразно уменьшить, так как это не отразится на стоимости сооружения тепловой сети, а в то же время позволит уменьшить суммарное действующее напряжение в стенках труб.

Рекомендованы следующие величины l, м:

Диаметр труб D_y, мм	25–50	80–300	400–900	1000–1400
Расстояние между опорами l, м	$40D_y$	$30D_y$	$20D_y$	$15D_y$

Прочность трубопроводов с гибкими П-образными компенсаторами должна проверяться по условию:

$$\left|\frac{P}{l} \pm \frac{M}{W}\right| + \sigma_1 \leqslant R_2{}^*, \qquad (11.13)$$

где P – расчетное осевое усилие; M – изгибающий момент от весовых нагрузок; F и W – площадь сечения стенок и момент сопротивления поперечного сечения трубы; σ_1 – растягивающее напряжение от внутреннего давления, определенное по формуле (11.3). Согласно СНиП 2.05.06-85 R_2 равняется нормативной величине R_2^n, полученной по наименьшему значению условного предела текучести стали σ_T, который зависит от механических свойств и качества (марки) трубной стали, с учетом снижающих коэффициентов надежности $K_н$ и безопасности C_1.

Например, для углеродистых сталей 10, 20 $R_2 = 210$ МПа, для Ст2сп $R_2 = 220$ МПа, для 10Г2С1, ВМСт2сп, ВМСт3сп $R_2 = 240$ МПа.

При надземной прокладке трубопроводов в целях экономии металла следует стремиться к максимальному увеличению расстояний между опорами, для этого целесообразно применять трубы с повышенными механическими показателями: стали 17Г1С $R_2 = 300$ МПа (по ТУ 14-3-1007-83) и стали марки 14Г2САФ $R_2 = 360$ МПа.

Суммарный расчетный изгибающий момент при одновременном действии нагрузок в двух различных плоскостях (вертикальной и горизонтальной)

$$\Sigma M = \sqrt{M_1 + M_2} \qquad (11.14)$$

где M_1 – момент от вертикальной весовой нагрузки; M_2 – момент от горизонтальной ветровой нагрузки.

По этой же формуле определяется суммарный изгибающий момент при одновременном действии весовой нагрузки и нагрузки при компенсации температурных удлинений труб.

Для снижения строительной стоимости и расхода материалов в тепловых сетях прокладываемых надземно (на эстакадах) целесообразно использовать подвесные пролеты труб на тягах, располагаемые в пролетах между мачтами [158].

Для предварительного определения расстояний l, м, между опорами (мачтами) эстакады на компенсируемых участках без учета сил трения и ветровой нагрузки может быть использована формула

$$l = \sqrt{\frac{12W(R_2 - \sigma_1)}{q}} \qquad (11.15)$$

В табл. 11.1 приведено максимальное расстояние l для труб D_y 500 (530) мм из стали 14Г2СА, $R_2 = 360$ МПа. Возможность увеличения расстояний между опорами необходимо использовать при всех условиях (надземной) прокладке трубопроводов малого диаметра совместно с большими. Это достигается при увеличении жесткости поперечного сечения малых труб по способу, предложенному в [158] и показанному на рис. 11.1. Усиливающие сечение трубы ребра жесткости из полосовой (или угловой) стали привариваются над опорами, где возникают изгибающие моменты максимальной величины. Длина ребер составляет 0,01–0,03 расстояния между опорами. Применение ребер позволяет увеличить пролет между опорами в 1,5–2 раза при незначительном относительном расходе металла, не превышающем 10% собственной массы труб.

* В трубопроводах с сальниковыми компенсаторами $\sigma_1 = 0$.

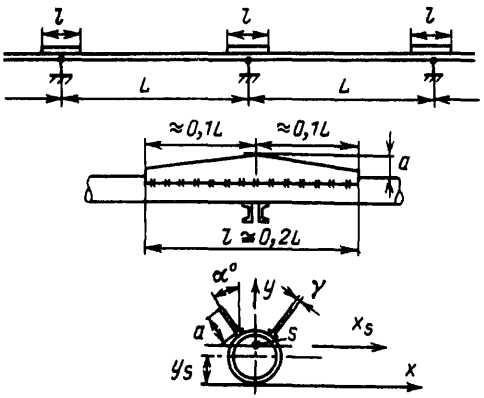


Рис 11 1 Трубопроводы, усиленные приваркой ребер жесткости

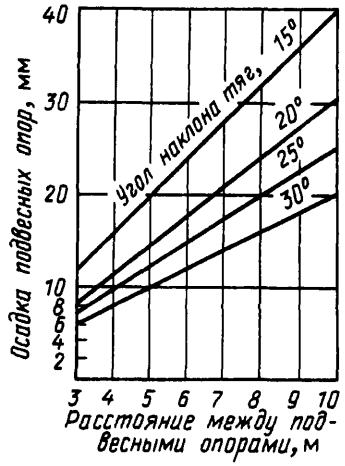


Рис 11 2 График для определения величины осадки подвесных опор в зависимости от расстояния между опорами и угла наклона тяг

В табл 11 2 даны моменты инерции и моменты сопротивления усиленного сечения труб

Указанный способ используется также в проектировании и строительстве магистральных газопроводов и нефтепроводов при их надземной прокладке на отдельно стоящих опорах При использовании в эстакадах подвесного пролетного строения на тягах, прикрепленных к верхушкам мачт, необходимо учитывать температурную деформацию тяг, в результате которой в трубопроводах возникают дополнительные изгибающие напряжения (рис 11 2)

Таблица 11 1 **Выбор расстояний между опорами**

Наименование	Условный диаметр трубопровода D_y мм											
	250	300	350	400	450	500	600	700	800	900	1000	1200
Толщина стенки мм	7	8	9	7	7	8	9	10	11	12	14	14
Момент сопротивления сечения труб W, см^3	380	616	935	955	1200	1680	2690	3900	5500	7660	10930	15740
Расчетная нагрузка q кН/м	1 6	2 05	2 59	2 8	3 4	5 1	5 5	7 0	8 7	10 2	13,3	17,9
Максимально допускаемые расстояния между опорами l для воздушной (надземной) прокладки, м	25	28	32	33	34	34 5	38	39	40	41 5	43	45

Таблица 11 2 **Моменты инерции и моменты сопротивления усиленного сечения труб**

Условный диаметр трубопровода D_y, мм	Толщина стенки, мм	Размеры ребер, см			Сечение труб без усиления		Усиленное сечение		Расстояние между опорами l, м		Увеличение расстояния l, %
		Высота	Толщина	Длина	Момент инерции I, см^4	Момент сопротивления W см^3	Момент инерции I, см^4	Момент сопротивления W, см^3	без усиления	с усилением	
76	3	6	0,6	60	46	12,1	246	45	5	9,5	90,0
100	4	8	0,8	85	177	32,8	847	80	8	12	50,0
150	4,5	8	1	85	652	82	1840	145	9,5	12,5	32,0
		12	1	85	652	82	2338	188	9,5	14	50,0
200	6	15	1,2	180	2279	208	8400	432	18	26,1	45,0

Расчеты показывают, что для трубопроводов D_y 100; 250÷300; 400÷500 мм дополнительные напряжения изгиба $\sigma_{из}$ находятся в следующих пределах: 15÷20; 35÷40; 60÷70 МПа.

В связи с возрастанием температурных напряжений применение подвесных опор на тягах для труб $D_y \geqslant 400$ мм не рекомендуется.

11.5. Расчет усилий, действующих на неподвижные опоры

Неподвижные опоры делят трубопроводы на участки, рассчитываемые на компенсацию при помощи специальных устройств (компенсаторов) или за счет собственной гибкости (самокомпенсация) для снижения температурных усилий и напряжений в трубах.

От рационального размещения неподвижных опор во многом зависят напряжения в трубах, которые не должны превышать допускаемых. Расстояния между неподвижными опорами и сальниковыми компенсаторами установлены [101] следующие:

D_y	100	150	200	250	300	600 мм и более
L	80	100	120	130	150	160 м

В бесканальных трубопроводах предельные расстояния L назначаются по расчету с учетом действия сил трения в грунте, препятствующих температурному удлинению труб (см. ниже).

Неподвижные опоры делятся на конструкции неразгруженного и разгруженного типа. К первым причисляются опоры трубопроводов с сальниковыми и волнистыми компенсаторами, на которые передаются осевые силы P от внутреннего давления теплоносителя большой величины: $P = \pi D_{нр}^2 p/4$. К разгруженным относятся опоры трубопроводов с П-образными компенсаторами и самокомпенсирующиеся, для которых $P = 0$.

Конструкции неподвижных опор нормализованы и приведены в альбомах МВН 1324-56 и МВН 1326-51. Большое распространение получили неподвижные опоры щитовой конструкции в виде плит из железобетона. Однако их недостатком является наружная коррозия труб, которая сосредотачивается в местах прохода труб через отверстия в плитах там, где к трубам привариваются металлические упоры. Улучшенная конструкция щитовых неподвижных опор, в которой трубы защищены от коррозии, приведена в [159].

На рис. 11.3 приведены типовые расчетные схемы компенсации температурных

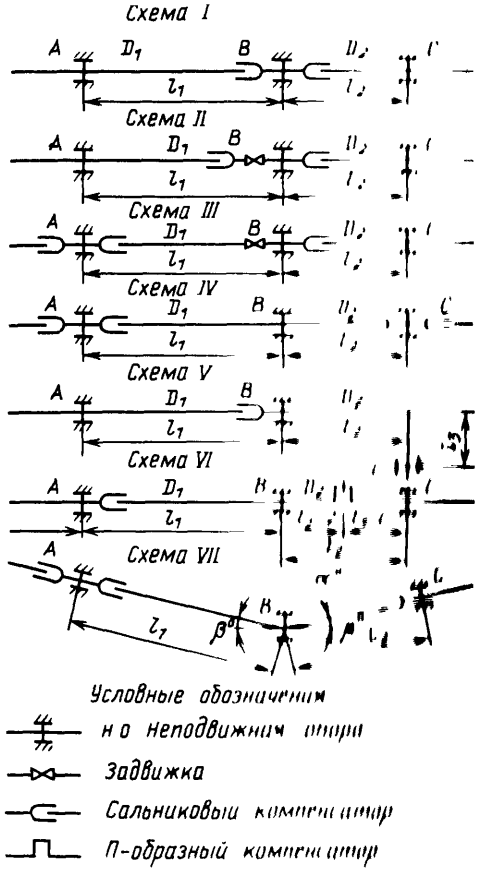


Рис 11.3. Типовые расчетные схемы для определения сил, действующих на неподвижные опоры

расширений теплопроводов. При расчете конструкций опор, установленных в точках A, B, C. Знаки «+» и «−» соответствуют режимам нагрева или охлаждения теплопроводов, l_1 и l_2 – длины большего и меньшего участков, D_1, D_2 – наружные диаметры труб на смежных участках 1 и 2. Расчет сил производится при нестационарном режиме работы (при закрытых задвижках и спуске воды из участков l_1 и l_2), при которых силы P, передаваемые на опоры, достигают максимальной величины.

В расчетных формулах даны силы, действующие на опору B. Силы в опорах A и C определяются в зависимости от компенсационных характеристик примыкающих к ним участков по аналогичным формулам. Приведенные семь основных схем компенсации исключают необходимость расчетов по вариантам схем компенсации [100].

Для расчета схемы *I* (рис. 11.3) применима формула

$$\pm P = \pm 0{,}5P_к + p\frac{\pi}{4}(D_2^2 - D_1^2). \quad (11.16)$$

Для схемы *II* максимальная сила действует при закрытой задвижке и спуске воды (охлаждение участка l_1),

$$P = \frac{p\pi D_2^2}{4} + P_к. \quad (11.17)$$

Для схемы *III*

$$\pm P = \frac{p\pi D_1^2}{4} \pm ql_1\mu \pm P_к. \quad (11.18)$$

Для схемы *IV*

$$\pm P = \frac{p\pi}{4}(D_2^2 - D_1^2) \pm 0{,}5P_к \pm q\mu\left(l_1 - \frac{l_2}{2}\right). \quad (11.19)$$

Для схемы *V*:

при нагреве $$P = \frac{p\pi D_2^2}{4} - P_к - P_х - q\mu(l_2 + l_3); \quad (11.20)$$

при охлаждении $$P = \frac{p\pi D_2^2}{4} - P_к + P_х + q\mu(l_2 + l_3). \quad (11.21)$$

Для схемы *VI*:

при нагреве $$P = \frac{p\pi D_2^2}{4} + q\mu l_1 - P_к - P_х - q\mu\frac{l_2}{2}; \quad (11.22)$$

при охлаждении $$P = \frac{p\pi D_2^2}{4} - q\mu l_1 + P_к + P_х + q\mu\frac{l_2}{2}. \quad (11.23)$$

Для схемы *VII* с углом поворота сила P направлена по биссектрисе угла α, «+» при нагреве, «–» при охлаждении

$$P = \left[\pm 0{,}5P_к \pm q\mu\left(l_1 - \frac{l_2}{2}\right) + \frac{p\pi D_2^2}{4}\right]\sin\beta. \quad (11.24)$$

Здесь и везде p – давление теплоносителя; q – весовая нагрузка на 1 м длины теплопровода; μ – коэффициент трения, равный 0,3 для скользящих опор и $0{,}05/r$ для катковых опор (r – радиус катка, см); $\pm P_к$ – сила трения в сальниковых компенсаторах (см. ниже табл. 11.4, 11.5); $P_х$ – сила упругого отпора П-образного компенсатора.

В бесканальных теплопроводах вместо $q\mu$ действуют силы трения $P_{тр}$, определяемые из опыта [128] – см. табл. 11.9.

В рассмотренных схемах сальниковые компенсаторы могут быть заменены на гибкие, П-образные или другой конфигурации. В этом случае в расчетных формулах следует приравнять нулю выражения:

$$p\frac{\pi}{4}(D_2^2 - D_1^2); \quad \frac{p\pi D_2^2}{4} \text{ и } \frac{p\pi D_1^2}{4}, \quad (11.25)$$

а силу трения в сальниковых компенсаторах $\pm P_к$ заменить на силу упругого отпора гибких компенсаторов $P_х$, см. разд. 11.6, формулу (11.31).

Сила трения в сальниках $P_к$, кН, может быть определена

$$P_к = \frac{4n\pi D_н\delta\mu}{f}, \quad (11.26)$$

где $D_н$ – наружный диаметр стакана (патрубка) внутри корпуса компенсатора, м; f – площадь сечения набивки сальника, м²; n – число болтов для затяжки сальника; μ – коэффициент трения, $\mu = 0{,}15$ для асбестового шнура, $\mu = 0{,}35$ для резины; δ – высота слоя набивки, м; 4 кН – максимальное усилие затяжки болта гаечным ключом, см. [134].

Для компенсаторов $D_у \geqslant 500$ мм сжатие набивки можно принимать равным гидростатическому давлению теплоносителя.

В типовых расчетах можно пользоваться следующими усредненными величинами $P_к$:

$D_у$, мм	150	200	250	300	350	400	500
$P_к$, кН	23	23	24	27	31	39	59

$D_у$, мм	600	700	800	900	1000	1200	1400
$P_к$, кН	71	81	90	100	110	130	150

Напряжение в стенках корпуса сальниковых компенсаторов от давления теплоносителя рассчитывается по формуле (11.4).

Диаметр и количество болтов грундбуксы (уплотняющих набивку сальников) на действие растягивающей силы P определяют по формуле (11.5).

Возможность вырывания подвижных стаканов из сальниковых компенсаторов (в случае нарушения прочности неподвижной опоры, установленной на трубопроводе) исключается только при условии приварки к стаканам предохранительных колец.

Прочность колец и сварных швов на действие силы P проверяют по формуле (11.5).

11.6. Расчет П-образных компенсаторов

П-образные компенсаторы находят применение в тепловых сетях: подземных и надземных. К их преимуществам относятся:

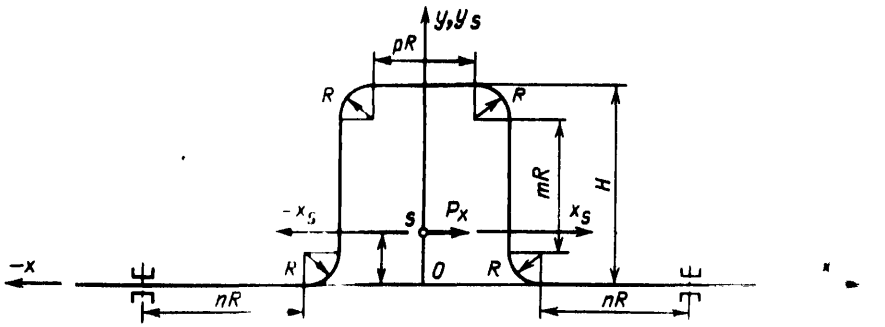


Рис 11.4 Расчетная схема П-образных компенсаторов
в точке O – начало осей x и y, в точке S с координатами x_s, y_s – центр упругости pR, mR, nR – длины прямых участков

небольшие усилия, передаваемые на неподвижные опоры, отсутствие необходимости обслуживания, большая компенсирующая способность.

К недостаткам относятся большие габариты; увеличение гидравлических сопротивлений теплопроводов, удорожание стоимости теплопроводов и увеличение на них металлозатрат на [illegible]

В расчетах, по которым определяются компенсирующая способность и размеры П-образных компенсаторов, наибольшим распространением пользуется метод, известный под названием метода «упругого центра» [128, 131], который позволяет с большой точностью определить силы P_x упругого отпора компенсаторов, изгибающие моменты и напряжения изгиба $\sigma_к$.

При расчете обе неподвижные опоры, установленные по концам рассчитываемого участка трубопровода, рассматриваются как жесткозаделанные, в которых невозможен свободный поворот сечений трубопровода.

Иногда для упрощения расчетных формул исходят из допущения о возможности свободного поворота сечений (шарнирное опирание), при котором изгибающие моменты в опорных сечениях предполагаются равными нулю. В действительности этого не происходит. Расчеты показывают, что ошибка в сторону уменьшения сил и напряжений изгиба при этом может достигнуть 1,5–2-кратной величины.

Нередки случаи, когда П-образные компенсаторы принимаются с излишне большими размерами вылета, что приводит к неоправданному перерасходу труб на их изготовление (например, в расчетах заниженное допускаемое напряжение $\sigma_к = 80 \div 100$ МПа).

С достаточным запасом прочности и надежности расчет П-образных компенсаторов можно выполнить, принимая в качестве допускаемого изгибающее напряжение МПа

$$\sigma_к = 0{,}7R \quad [illegible] \qquad (11.27)$$

Отсюда $\sigma_к = 160$ МПа для компенсаторов из сталей 10Г2С, ВМСт3сп, Ст3сп, ВМСт3сп и $\sigma_к = 120$ МПа для сталей 10, 20, Ст3сп.

При определении $\sigma_к$ может не учитываться напряжение изгиба от весовой нагрузки. Для компенсаторов из труб $D_у \leqslant 500$ мм $\sigma_к$ может быть увеличено на 10 %. Для паропроводов с давлением не более 2,5 МПа и температурой до 350 °С допускаемые напряжения снижаются до $\sigma_к = 80 \div 100$ МПа.

Компенсаторы изготовляются с гнутыми отводами с радиусом изгиба $R = (3 \div 4)D_н$, а также со сварными отводами (из сегментов) с $R = D_н$, $1{,}5D_н$ и $2D_н$ и с крутоизгнутыми штампованными отводами.

Широко применяются компенсаторы со складчатыми (полурифленными) отводами, которые имеют на 20 % более высокую компенсирующую способность, чем гладкие отводы. Расчетная схема компенсатора приведена на рис 11.4. Расчет начинается с вычисления координат упругого центра x_s и y_s. Вследствие симметричности упругий центр S лежит на оси y, поэтому $x_s = 0$.

В расчетах учитывается возрастание гибкости изогнутых участков (отводов) по теории Кармана (коэффициент k – см. ниже)

$$y_s = \left[\frac{6{,}28}{k} + \frac{3{,}14}{k}m + m^2 + 2m + p(m + 2)\right] R^2 / L_{пр}, \qquad (11.28)$$

где $L_{пр}$ – приведенная длина оси компенсатора, м:

$$L_{пр} = \left(2n + 2m + p + \frac{6{,}28}{k}\right) R \qquad (11.29)$$

Значения m и n ясны из рис 11.4.

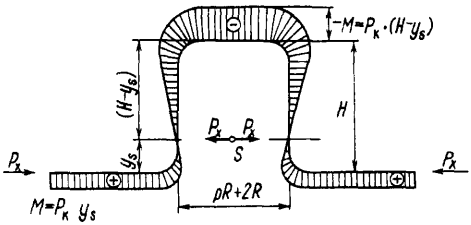


Рис 11.5. Эпюра изгибающих моментов

Далее вычисляется момент инерции упругой линии оси компенсатора относительно оси x_s, м^3,

$$I_{xs}=\left[\frac{9,42}{k}+\frac{10,28m}{k}+\frac{3,14m^2}{k}+0.67m^3+\right.$$
$$\left.+2m^2+2m+p(m+2)^2\right]R^3-L_{пр}y_s^2. \quad (11.30)$$

Сила упругого отпора компенсатора P_x, Н,

$$P_x=\frac{\Delta l_к EI}{I_{xs}}, \quad (11.31)$$

здесь $\Delta l_к$ – расчетная компенсирующая способность, м; E – модуль упругости стали с учетом температуры, Н/м^2; I – момент инерции поперечного сечения трубы, из которой изготовляется компенсатор, м^4 *.

Максимальный изгибающий момент действует в верху компенсатора (на прямом участке в месте начала изгиба) (рис. 11.5)

$$M_{макс}=P_x(H-y_s), \quad (11.32)$$

где H – вылет компенсатора. M – изгибающий момент в сечении на стыке с трубопроводом, обычно в 2–3 раза меньше.

Для компенсаторов, укладываемых бесканальным способом (например, с тепловой изоляцией гидрофобными засыпками или тугоплавкими битумами), свободный изгиб прямых участков в поперечном направлении сильно затруднен или вообще невозможен. Поэтому в уравнении (11.29) $2nR=0$, откуда следует:

$$L_{пр}=\left(2m+p+\frac{6,28}{k}\right)R. \quad (11.33)$$

В результате уменьшения $L_{пр}$ сила P_x возрастает на 30–40 %, а компенсирующая способность уменьшается на 10–12 %.

Омегообразные компенсаторы, не имеющие прямых участков ($mR=pR=0$), рассчитываются по более простым формулам:

$$I_{xs}=\frac{IR^3}{k}\left(9,42-\frac{19,7}{kn+\pi}\right); \quad (11.34)$$

$$y_s=\frac{3,14}{kn+\pi}; \quad (11.35)$$

$$P_x=\frac{\Delta l_к EIk}{\left(9,42-\frac{19,7}{(kn+3,14)}\right)R^3}. \quad (11.36)$$

Максимальный изгибающий момент $M_{макс}$, Н·м,

$$M_{макс}=P_x y_s=\frac{P_s\cdot 3,14R}{kn+3,14}. \quad (11.37)$$

Коэффициент Кармана для гнутых отводов определяется по формуле

$$k=\frac{1+12h^2}{10+12h^2}\ \text{при}\ h\geqslant 0,3, \quad (11.38)$$

где $h=R\delta/r_{ср}^2$ – параметр; R – радиус гнутья отвода; δ – толщина стенки трубы; $r_{ср}$ – радиус поперечного сечения трубы (по середине толщины стенки). Для сварных и коротко-загнутых штампованных отводов (по исследованиям ВНИИСТ) коэффициент Кармана определяется по формуле

$$k=h^{5/6}/1,52, \quad (11.39)$$

где

$$h=R_э\delta/r_{ср}^2;\ R_э=\frac{r_{ср}}{2}(1+\operatorname{ctg}\alpha); \quad (11.40)$$

$R_э$ – эквивалентный радиус сварного отвода.

Для сварных отводов (под углом 90°), составленных из двух секторов, $\alpha=15°$, а для отводов из трех и четырех секторов $\alpha=11°$. Необходимо указать, что в некоторых руководствах по теплоснабжению для сварных отводов необоснованно принято $k=1$, что значительно увеличивает размеры П-образных компенсаторов.

По теории Кармана напряжения изгиба под действием изгибающих моментов равной величины в изогнутых трубах в несколько раз больше, чем на прямых участках. Поэтому в расчеты вводится коррекционный коэффициент m_1, зависящий от параметра h:

Параметр h	0,5	0,3	0,15	0,10	0,07	0,05
Коэффициент m_1 . . .	1,5	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0

Более точно m_1 можно определить по формуле:

для гнутых отводов

$$m_1=0,84/\sqrt[3]{h^2}; \quad (11.41)$$

* В формулах (11.28)–(11.30) и ниже p означает коэффициент пропорциональности длины прямых участков, а не давление теплоносителя.

Таблица 11.3. **Типоразмеры компенсаторов по рис. 11.6**

Диаметр труб		H, м	b, мм	c, мм	d, мм	e, мм	f, мм	R, мм	l, мм	L, м	$\Delta l_к$, мм	Примечания
$D_у$, мм	$D_н$, мм											
50	51	0,6	1200	500	200	100	150	200	314	2,05	50	L – выпрямленная длина компенсатора
		0,8	1200	500	400	100	150	200	314	2,45	70	
		1,0	1200	500	600	100	150	200	314	2,85	100	
		1,2	1200	500	800	100	150	200	314	3,25	120	
100	108	1,2	2600	1100	300	200	300	450	707	4,28	100	$\Delta l_к$ – компенсирующая способность, при условии предварительной растяжки при монтаже на $\Delta l_к/2$. Допускаемые рабочее давление до 2 МПа, температура до 200 °С
		1,6	2600	1100	700	200	300	450	707	5,02	150	
		2,0	2600	1100	1100	200	300	450	707	5,82	250	
		2,4	2600	1100	1500	200	300	450	707	6,62	280	
125	133	1,5	2970	1310	440	250	300	530	832	5,08	100	
		2,0	2970	1310	940	250	300	530	832	6,05	180	
		2,5	2970	1310	1440	250	300	530	832	7,05	260	
		3,0	2970	1310	1940	250	300	530	832	8,05	310	
150	159	1,8	3520	1560	540	300	350	630	989	6,03	120	
		2,4	3520	1560	1140	300	350	630	989	7,23	220	
		3,0	3520	1560	1740	300	350	630	989	8,43	280	
		3,6	3520	1560	2340	300	350	630	989	9,63	350	
200	219	2,4	4600	2100	700	400	400	850	1335	7,94	160	
		3,2	4600	2100	1500	400	400	850	1335	9,64	240	
		4,0	4600	2100	2300	400	400	850	1335	11,14	350	
		4,8	4600	2100	3100	400	400	850	1335	12,74	420	
250	273	3,0	5500	2500	1000	500	500	1000	1571	9,78	200	
		4,0	5500	2500	2000	500	500	1000	1571	11,78	310	
		5,0	5500	2500	3000	500	500	1000	1571	13,78	400	
		6,0	5500	2500	4000	500	500	1000	1571	15,78	600	
300	325	3,6	6800	3100	1100	600	600	1250	1963	11,85	260	
		4,8	6800	3100	2300	600	600	1250	1963	14,25	400	
		6,0	6800	3100	3500	600	600	1250	1963	16,65	500	
		7,2	6800	3100	4700	600	600	1250	1963	19,65	680	
350	377	4,2	8100	3700	1200	700	700	1500	2355	13,92	320	
		5,6	8100	3700	2600	700	700	1500	2355	16,72	470	
		7,0	8100	3700	4000	700	700	1500	2355	19,52	640	
400	427	4,8	9600	4400	1200	800	800	1800	2827	16,10	300	
		6,4	9600	4400	2800	800	800	1800	2827	19,30	410	
		8,0	9600	4400	4400	800	800	1800	2827	22,50	600	
500	529	6,0	11000	5000	2000	1000	1000	2000	3142	19,56	350	
		8,0	11000	5000	4000	1000	1000	2000	3142	23,56	500	
		10,0	11000	5000	6000	1000	1000	2000	3142	27,56	650	

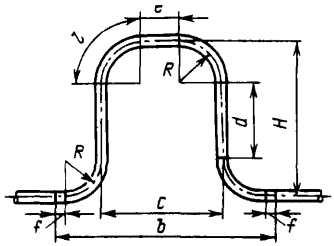


Рис. 11.6. Схема типоразмеров П-образных компенсаторов с гнутыми отводами

для сварных отводов

$$m_1 = 0{,}9/h^{0.67}. \qquad (11.42)$$

Напряжения изгиба на изогнутых участках компенсаторов следует определять по формуле

$$\sigma'_к = m_1 \frac{M}{W}, \qquad (11.43)$$

где M определяется из уравнений (11.32)–(11.37).

При проектировании тепловых сетей нет необходимости рассчитывать каждый из устанавливаемых П-образных компенсаторов по вышеприведенным формулам. Это может потребоваться только при проверке прочности и компенсирующей способности компенсаторов с заранее заданными размерами или при выборе их наиболее рациональной конфигурации (например, отношения ширины к размеру вылета).

В табл. 11.3 приведены монтажные типоразмеры и компенсирующая способность П-образных компенсаторов, изготовленных по схеме рис. 11.6, в табл. 11.4–11.7 – параметры компенсаторов с гнутыми и сварными отводами.

В табл. 11.8 содержатся технические характеристики труб и отводов.

В магистральных трубопроводах большой протяженности возможно снизить гидравлические потери при циркуляции теплоносителя заменой П-образных компенсаторов на L-образные, которые имеют в два раза меньшее местное гидравлическое сопротивление. При этом также уменьшаются трудозатраты на изготовление сварных отводов компенсаторов. Увеличение затрат металла (труб) на изготовление L-образных компенсаторов не превышает 10–12 %.

Расчетная схема компенсатора представлена на рис. 11.7.

Координата упругого центра y_s, м,

$$y_s = \frac{R}{k}\left[\frac{(0{,}85+1{,}1m)+R(m+p)(0.58+0{,}7m)}{2n+\frac{3{,}14}{k}+2m+p}\right]. \qquad (11.44)$$

Приведенная длина оси $L_{пр}$, м,

$$L_{пр} = 2nR + \frac{\pi R}{k} + 2mR + pR. \qquad (11.45)$$

Статический момент инерции I_{xs}, м^3,

$$I_{xs} = 0{,}25m^3R^3 + m^2R^3\left(0{,}4+\frac{0{,}77}{k}\right) + mR^3\left(0{,}16+\frac{1}{k}\right) + 0{,}37\frac{R^3}{k} + PR^3(0{,}58+0{,}7m) - L_{пр}y_s^2. \qquad (11.46)$$

Максимальный изгибающий момент $M_{макс}$, Н·м,

$$M_{макс} = P_x(0{,}7mR + 0{,}58R - y_s), \qquad (11.47)$$

где $P_x = \Delta l_к EI/I_{xs}$.

Компенсационное напряжение изгиба на изогнутом участке, в вершине компенсатора

$$\sigma_к \leqslant m_1 \frac{M}{W}$$

величина $\sigma_к$ приведена выше.

Напряжения изгиба от собственной массы компенсатора в данном случае не учитываются.

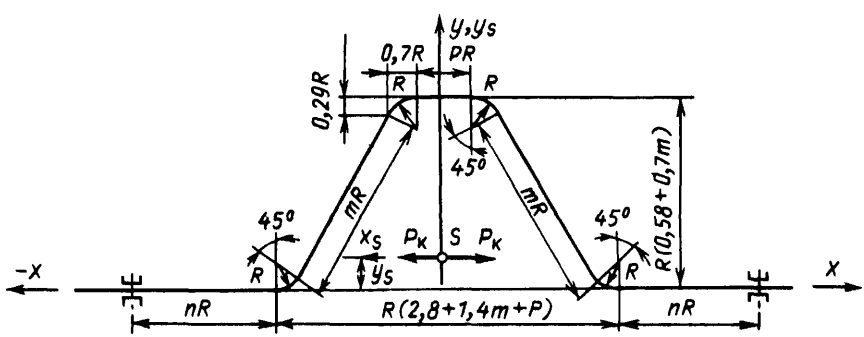


Рис. 11.7. Расчетная схема L-образных компенсаторов

Таблица 11.4. **Осевые силы $P_к$, кН, для П-образных компенсаторов с гнутыми отводами при $\Delta l_к = 1$ см**

Вылет компенсатора H, м	Условный диаметр труб, мм								Примечания
	80	100	150	200	250	300	400	500	
1,5	0,3	0,6	0,9	2,0					Приведенные в таблице величины $P_к$ следует умножить на расчетную величину удлинения трубопровода $\Delta l_к$, см
2,0	0,18	0,3	0,6	1,8	3,0				
2,5	0,1	0,2	0,4	1,0	2,0	3,0			
3,0	0,08	0,12	0,25	0,6	1,2	2,0	3.0		
3,5		0,10	0,20	0,5	0,9	1,4	2,0	3,0	
4,0		0,08	0,15	0,3	0,7	1.0	1,8	2,2	
5,0		0,05	0,10	0,2	0,4	0,6	0,9	1,4	
6,0				0,12	0,25	0,4	0,6	0,9	
7,0				0,10	0.20	0,3	0,45	0,6	
8,0				0,08	0,15	0,2	0,35	0,5	
9,0				0,05	0,10	0,18	0,25	0,35	
10,0					0,08	0.12	0,2	0,30	

Таблица 11.5. **Осевые силы $P_к$, кН, для П-образных компенсаторов со сварными отводами при $\Delta l_к = 1$ см**

Вылет компенсатора H, м	Условный диаметр труб, мм										Примечание
	200–250	300	400	500	600	700	800	900	1000	1200	
4	0,35	1,1	2,0	2,5	6,0						Приведенные в таблице величины $P_к$ следует умножить на расчетную величину удлинения трубопровода $\Delta l_к$, см
5	0,20	0,7	1,1	1,5	3,0	4,0					
6	0,15	0,45	0,75	1,0	2,0	2,5	3,0	4,0			
7	0,10	0,3	0,5	0,7	1,4	1,8	2,1	3,0	4,0		
8		0,22	0,38	0,5	1,1	1,3	1,6	2,2	3,0	4,5	
9		0,18	0,30	0,4	0,8	1,0	1,2	1,6	2,5	3,5	
10		0,12	0,22	0,35	0,6	0,8	1,0	1,3	1,8	3,0	
11				0,25	0,5	0,65	0,8	1,1	1.6	2,4	
12				0,20	0,4	0,5	0,7	0,8	1,5	1,8	
13				0,18	0,35	0,4	0.5	0,7	1.0	1,6	
14					0,30	0,35	0,45	0,6	0,8	1,3	
15					0,25	0,3	0,40	0,5	0,7	1,2	

Таблица 11.6 **Компенсирующая способность $\Delta l_к$, мм, П-образных компенсаторов с гнутыми отводами**

Вылет компенсатора H, м	Условный диаметр труб, мм							Примечание
	50–80	100	150	200–250	300	400	500	
1,5	110	140						Составлено при $\sigma_к = 160$ МПа с учетом предварительной монтажной растяжки компенсаторов на 50% расчетного температурного удлинения трубопровода
2,0	250	250	160	150				
2,5	330	280	320	180	160	140		
3	400	350	280	250	200	170	140	
3,5	500	450	350	300	250	200	170	
4		500	420	350	310	250	200	
5			550	450	400	320	260	
6				600	500	410	350	
7					600	500	400	
8						600	500	
9							570	
10							650	

Таблица 11.7. **Компенсирующая способность $\Delta l_к$, мм, П-образных компенсаторов со сварными отводами**

Вылет компенсатора H, м	Условный диаметр труб, мм						Примечание
	200–250	300	400	500	600–800	900–1200	
4	160	130	100				Составлено при $\sigma_к = 160$ МПа с учетом предварительной монтажной растяжки компенсаторов на 50% расчетного температурного удлинения трубопровода, т. е. на $\Delta l_t/2$
5	220	170	140				
6	270	220	180	160			
7	350	260	220	190	180		
8	400	310	260	230	200	180	
9		360	300	260	230	200	
10		400	350	300	270	230	
11			380	330	300	260	
12				370	330	300	
13				420	370	320	
14					400	370	
15						400	

11.7. Расчет трубопроводов на самокомпенсацию температурных расширений

Трубопроводы, самокомпенсирующиеся за счет собственной гибкости, находят самое широкое применение в проектировании и строительстве тепловых сетей. Участки трубопроводов с самокомпенсацией наиболее надежны в эксплуатации, не имеют утечек теплоносителя и не требуют регулярного наблюдения за работой.

Посредством неподвижного закрепления трубопроводов на опорах, устанавливаемых в ряде точек по длине трассы, можно так распределить температурное удлинение труб под влиянием нагрева Δl_t между отдельными участками, что перемещения труб, усилия и напряжения в них не будут превышать допустимых заранее заданных величин.

Наибольшее применение имеют следующие самокомпенсирующиеся схемы трубопроводов: плоскостные Г-образные с прямым или тупым углом поворота, Z-образные с тремя расчетными участками, пространственные Z-образные схемы с тремя участками, расположенными в трех различных плоскостях (применяются только в пределах котельных, бойлерных, насосных перекачивающих станций).

Для расчета компенсационных напряжений и усилий ниже использован известный метод упругого центра, детально рассмотренный в [128, 134].

Г-образная схема (рис. 11.8) получила наиболее широкое применение.

В приведенных ниже формулах l_1 и l_2 – длина прямых участков, R – радиус изгиба отвода, y_s и x_s – оси координат с началом в точке s – упругом центре, x_s и y_s, м, – координаты центра упругости в системе x, y с началом координат в точке B [134]:

$$y_s = \frac{0{,}57\frac{R^2}{k} + 0{,}5l_2^2 + l_2R}{L_{пр}}; \quad (11.48)$$

$$x_s = \frac{0{,}5l_1^2 + l_1R + 0{,}5\frac{R^2}{k}}{L_{пр}}, \quad (11.49)$$

где приведенная длина оси $L_{пр}$, м

$$L_{пр} = l_1 + l_2 + 1{,}57\frac{R}{k}, \quad (11.50)$$

момент инерции осевой линии I_{xs}, м^3, относительно оси x_s:

$$I_{xs} = 0{,}35\frac{R^3}{k} + \frac{l_2^3}{3} + l_2^2R + l_2R^2 - L_{пр}y_s^2; \quad (11.51)$$

момент инерции осевой линии I_{ys}, м^3, относительно оси y_s:

$$I_{ys} = \frac{l_1^3}{3} + l_1^2R + l_1R^2 + 0{,}35\frac{R^3}{k} - L_{пр}x_s^2; \quad (11.52)$$

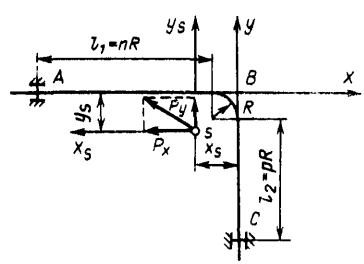


Рис. 11.8. Расчетная схема Г-образных самокомпенсирующихся трубопроводов

центробежный момент инерции осевой линии I_{xys}, м^3, относительно осей x_s и y_s

$$I_{xys} = 0{,}07\frac{R^3}{k} - L_{пр}x_s y_s \qquad (11.53)$$

Силы упругого отпора P_x и P_y, Н

$$P_x = \frac{EI(\Delta l_x I_{ys} + \Delta l_y I_{xys})}{I_{xs}I_{ys} - I_{xys}^2} \qquad (11.54)$$

$$P_y = \frac{EI(\Delta l_y I_{xs} + \Delta l_x I_{xys})}{I_{xs}I_{ys} - I_{xys}^2} \qquad (11.55)$$

где Δl_y – температурное удлинение участка l_2 в направлении оси y, м; Δl_x – температурное удлинение участка l_1 в направлении оси x, м.

Изгибающий момент

в сечении A

$$M_A = P_y(l_1 + R - x_s) - P_x y_s, \qquad (11.56)$$

в сечении C

$$M_C = P_y(l_1 + R - y_s) - P_y x_s, \qquad (11.57)$$

в сечении B

$$M_B = P_y(l_1 - 0{,}29R) + P_x(x_s - 0{,}29R). \qquad (11.58)$$

Компенсационное напряжение изгиба $\sigma_к$ на прямом участке

$$\sigma_к = M/W,$$

на изогнутом

$$\sigma_к = M_B m_1/W.$$

Формулы (11.48)–(11.58) дают возможность точного определения компенсационных напряжений в Г-образных схемах с прямым углом. Более сложный расчет Г-образных схем с тупым углом приведен в [128, 134].

Расчеты по формулам (11.48)–(11.58) показывают, что максимальные изгибающие моменты и напряжения действуют в сечениях A и C более короткого участка в случаях, когда $8 \geqslant n \geqslant 2$ при любом соотношении n/p (см. рис. 11.8), где $n = l_1/R$; $p = l_2/R$.

На изогнутом участке в сечении B напряжения увеличиваются и становятся равными напряжениям в сечениях A и C при соотношении $n/p = 1$, $n/p = 2$ или $n/p = 3$ при условии, что p находится в пределах от 10 до 20. Учитывая, что по теории Кармана на изогнутых участках труб изгибающие напряжения увеличиваются по сравнению с прямыми участками, следует проверять прочность в сечении B по формуле

$$\sigma'_к = M_B m_1/W,$$

и в тех случаях когда M_B меньше, чем M_A или M_C.

Для трубопроводов Г-образной конфигурации с длинными прямыми участками,

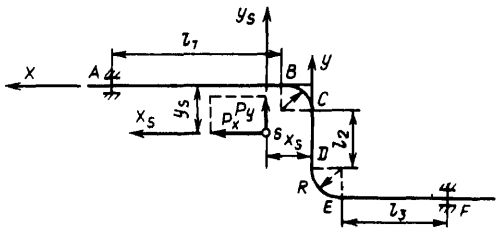


Рис. 11.9. Расчетная схема Z-образных самокомпенсирующихся трубопроводов

дополнительную гибкость отводов можно не учитывать, если l_1 или l_2 больше $(10 \div 15)R$, т. е. принять $R = 0$, $k = 1$, тогда формулы (11.48), (11.58) существенно упрощаются

$$I_{xs} = \frac{l_1^3}{3} - \frac{0{,}25l_1^3}{n+1}; \quad (11.59)\ I_{ys} = \frac{n^3 l_1^3}{3} - \frac{0{,}25n^3 l_1^3}{n+1} \qquad (11.60)$$

$$I_{xys} = \frac{0{,}25n^2 l_1^3}{n+1}; \quad (11.61)\ x_s = \frac{n^2 l_1}{2(n+1)} \qquad (11.62)$$

$$y_s = \frac{nl_1 + \frac{l_2}{2}}{n+1}, \qquad (11.63)$$

где $n = l_2/l_1$. Силы P_x и P_y вычисляются по формулам (11.54), (11.55). Максимальный изгибающий момент на неподвижной опоре короткого плеча

$$M_A = P_x y_s - P_y(l_1 - x_s) \qquad (11.64)$$

Расчет Z-образного самокомпенсирующегося теплопровода (рис. 11.9) более сложен. Первоначально определяются координаты упругого центра.

$$x_s = \frac{0{,}5l_1^2 - 0{,}5l_3^2 + R(l_1 - l_3)}{L_{пр}} \qquad (11.65)$$

$$y_s = \frac{\frac{3{,}14R^2}{k} + 1{,}57\frac{R}{k}l_2 + 0{,}5l_2^2 + R(l_1 + l_3) + Rl_1}{L_{пр}}, \qquad (11.66)$$

где

$$L_{пр} = l_1 + l_2 + l_3 + 3{,}14\frac{R}{k} \qquad (11.67)$$

затем

$$I_{xs} = 4{,}7\frac{R^3}{k} + 5{,}14\frac{R^2}{k}l_2 + 1{,}57\frac{R}{k}l_2^2 + \frac{1}{3}l_2^3 + l_2^2 R + l_2 R^2 + l_2^2 l_3 + 4Rl_2 l_3 + 4R^2 l_3 - L_{пр}y_s^2; \qquad (11.68)$$

$$I_{ys} = \frac{1}{3}l_1^3 + \frac{1}{3}l_3^3 + Rl_1^2 + Rl_3^2 + R(l_1 + l_3) + 0{,}7\frac{R^3}{k} - L_{пр}x_s^2. \qquad (11.69)$$

$$I_{xys} = -\frac{R^3}{k} - 0{,}57\frac{R^2}{k}l_2 -$$

$$-(l_2 + 2R)(0{,}5l_1^2 + l_1R) - L_{пр}x_sy_s. \qquad (11.70)$$

Силы P_x и P_y определяются по формулам (11.54), (11.55). Максимальные изгибающие моменты, если $l_3 > l_1$, действуют в сечении

на прямом участке $M_I = P_y(l_3 + R - x_s) -$

$$- P_x(l_2 + 2R - y_s); \qquad (11.71)$$

на изогнутом $M_I = P_y(x_s + R) - P_x \times$

$$\times (l_2 + 2R - y_s). \qquad (11.72)$$

В случаях, когда $l_3 < l_1$, максимальные изгибающие моменты действуют в сечениях A и C

$$M_A = P_xy_s - P_y(l_1 + R - x_s); \qquad (11.73)$$

$$M_C = P_xx_s - P_y(x_s - R). \qquad (11.74)$$

Для симметричных Z-образных схем при $l_1 = l_3$ с длинными прямыми участками и при $R = 0$, $k = 1$ формулы (11.65), (11.70) существенно упрощаются:

$$I_{xy} = l_1n^2\left[\frac{n}{3} + 1 - \frac{\left(\frac{n^2}{4} + n + 1\right)}{n + 2}\right]; \qquad (11.75)$$

$$I_{ys} = 2/3l_1^3; \quad I_{xys} = \frac{nl_1^3}{2}, \qquad (11.76)$$

где $n = l_2/l_1$. Силы P_x, P_y определяются по формулам (11.54), (11.55), в которых Δl_x – температурное удлинение двух участков l_1 равной длины, Δl_y – удлинение участка l_2.

Существенная экономия труб и сокращение трудовых затрат на монтажно-строительные работы для тепловых магистралей большого диаметра от городных ТЭЦ и атомных станций теплоснабжения (АСТ) с прямыми участками большой длины, прокладываемых надземным способом, могут быть получены при использовании зигзагообразной самокомпенсирующейся схемы [160], представленной на рис. 11.10.

Неподвижные закрепления труб расположены в точках пересечения осей трубопроводов (зигзагообразных) с осью трассы.

Компенсация температурных удлинений осуществляется за счет свободного перемещения труб на углах поворота.

Данный способ испытан и находит практическое применение в строительстве магистральных надземных газопроводов, прокладываемых в районах Крайнего Севера.

Осевая компенсационная сила, передаваемая на неподвижные опоры, определяется из уравнения

$$P_к = \frac{3\cos\varphi EI\alpha\Delta t}{f^2}, \qquad (11.77)$$

где φ – угол на пересечении оси трассы с осью теплопровода (рис. 11.10); f – расстояние крайних точек (вершин углов поворота) от оси трассы, м; α – коэффициент линейного удлинения для стали.

Максимальный изгибающий момент действует в угловом сечении:

$$M_{макс} = P_кf$$

Максимальное температурное перемещение трубопровода на углах поворота, направленное перпендикулярно оси трассы,

$$\Delta f = \sqrt{(L_1 + \Delta L)^2 + \left(\frac{L}{2}\right)^2} - f, \qquad (11.78)$$

где L_1 – длина участка от неподвижной опоры до угла поворота, м; L – расстояние между неподвижными опорами по оси трассы, м.

Для расчета компенсации трубопроводов большого диаметра ($D_y = 1000 \div 1200$ мм) рекомендуются следующие исходные величины:

$L \cong 200$ м; $f \cong 8 \div 10$ м, угол φ определяется из прямоугольного треугольника со сторонами: L_1, L и f; для $D_y = 1400$ мм $L = 200$ м, $f \cong 10 \div 12$ м.

Окончательную пригодность предварительно принятых при проектировании размеров прямых и изогнутых участков самокомпенсирующихся трубопроводов следует проверять после определения $\sigma_к$ по вышеприведенным формулам, полученным из условия

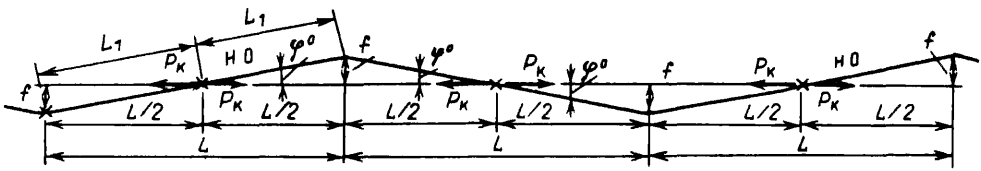


Рис. 11.10. Расчетная схема зигзагообразного самокомпенсирующегося трубопровода

Таблица 11 8 **Техническая характеристика труб и отводов**

Условный диаметр труб D_y мм	Наружный диаметр труб $D_н$ мм	Внутренний диаметр труб $D_{вн}$ мм	Толщина стенки трубы мм	Площадь сечения стенки см²	Момент инерции I см⁴	Момент сопротивления W см³	Радиус гнутья гладких отводов R мм	Условный радиус сварных отводов R мм	$h = \frac{\delta R}{r_{ср}^2}$ для гнутых отводов $R = 4D_y$ мм	$h = \frac{\delta R}{r_{ср}^2}$ для сварных отводов R D_y мм	Коэффициент Кармана k для гнутых отводов	Коэффициент Кармана k для сварных отводов	Коэффициент концентрации напряжений m_1 для гнутых отводов	Коэффициент концентрации напряжений m_1 для сварных отводов
50	57	51	3	5 1	18 6	6 5	230	—	0 95		0 57		0 9	—
70	76	70	3	6 8	45 9	12 1	300	—	0 71		0 44		1 1	—
80	89	82	3 5	9 4	84	18 9	360		0 69		0 4		1 1	—
100	108	100	4 0	13 1	177	32 8	430	150	0 64	0 18	0 39	0 15	1 2	2,6
125	133	125	4	14	337	50 8	530	175	0 51	0 17	0 31	0 15	1 4	2,7
150	159	150	4 5	22	652	82	640	200	0 48	0 15	0 29	0 13	1 5	2 9
200	219	207	6	40	2279	208	870	250	0 46	0 14	0 28	0 12	1 5	3
250	273	261	6	50 3	4484	328	1100	300	0 43	0 12	0 26	0 11	1 6	3 3
250	273	259	7	58	5177	380	1100	300	0 43	0 13	0 26	0 11	1 6	3 3
300	325	313	6	60 1	7647	470	1300	350	0 41	0 11	0 25	0 1	1 6	3 5
300	325	309	8	80	10 000	616	1300	350	0 41	0 11	0 25	0 1	1 6	3 5
350	377	359	9	104	17 600	935	1400	400	0 3	0 1	0 22	0 1	1 7	3 7
400	426	412	7	88	20 300	955	1700	450	0 23	0 06	0 14	0 07	2 4	5 0
400	426	408	9	117	25 625	1203	1700	450	0 23	0 06	0 14	0 07	2 4	5
450	478	464	7	100	28 700	1200	1900	500	0 2	0 06	0 13	0 07	2 6	5
450	478	462	8	118	32 608	1364	1900	500	0 2	0 06	0 12	0 07	2 6	5
500	529	513	8	131	44 670	1685	2100	550	0 2	0 05	0 13	0 06	2 5	5 8
500	529	511	9	147	49 720	1880	2100	550	0 2	0 05	0 13	0 06	2 5	5 8
600	630	614	8	156	75 600	2400	—	650	—	0 06		0 06	—	5 8
600	630	612	9	176	84 600	2690	—	650	—	0 06		0 06	—	5
700	720	704	8	190	113 100	3150	—	750	—	0 05	—	0 06	—	5 8
700	720	700	10	223	140 500	3920	—	750	—	0 05	—	0 06	—	5 8
800	820	802	9	229	188 600	4600	—	850	—	0 05	—	0 05	—	7
800	820	798	11	279	228 631	5576	—	850	—	0 06	—	0 05	—	7
900	920	902	9	258	267 300	5811	—	950	—	0 05	—	0 05	—	7
900	920	896	12	342	352 640	7666	—	950	—	0 04	—	0 05	—	7
1000	1020	1000	10	317	404 740	7936	—	1050	—	0 04	—	0 05	—	7
1000	1020	996	12	365	482 800	9467	—	1050	—	0 04	—	0 05	—	7
1000	1020	992	14	442	557 457	10 930	—	1050	—	0 04	—	0 05	—	7
1200	1220	1198	11	417	762 883	12 606	—	1150	—	0 04		0 05	—	7
1200	1220	1196	12	465	834 200	13 630	—	1150	—	0 04		0 05	—	7
1200	1220	1192	14	530	960 594	15 747	—	1150	—	0 04		0 05	—	7
1400	1424	1400	12	531	1 316 000	18 540	—	1450	—	0 04		0 05	—	7
1400	1424	1396	14	618	1 527 230	21 510	—	1450	—	0 04		0 05	—	7
1400	1424	1388	16	706	1 740 000	24 520	—	1450		0 04		0 05	—	7

прочности при одновременном действии всех нагрузок

В общем виде это условие выражено следующим уравнением

$$\sum \sigma_к \leqslant R_2 \geqslant \frac{P_к}{F} + \frac{\sqrt{M_в^2 + M_к^2}}{W} + \sigma_1 \qquad (11\,79)$$

где R_2 – нормативная величина (см выше)

$P_к$ – сила трения в сальнике компенсатора

$M_в$ – изгибающий момент от весовой нагрузки $M_к$ – изгибающий момент от компенсации температурных удлинений σ_1 – напряжение от внутреннего давления по формуле (11 3) W – момент сопротивления поперечного сечения трубы (табл 11 8)

Для воздушных (подземных) прокладок следует дополнительно учитывать изгибающее напряжение в трубах от ветровой нагрузки действующей в горизонтальной плоскости

Расчеты на самокомпенсацию пространственных схем трубопроводов значительно сложнее так как требуют определения большого количества неизвестных величин сил, изгибающих и крутящих моментов

Графики разработанные Юргенсоном [149], позволяют упростить и ускорить расчет пространственной схемы состоящей из трех прямых участков Расчетная схема представлена на рис 11 11

Пример расчета по графикам рис 11 12 – 11 17

Заданы следующие величины

$L_1 = 200$ см, $L_2 = 300$ см $L_3 = 600$ см

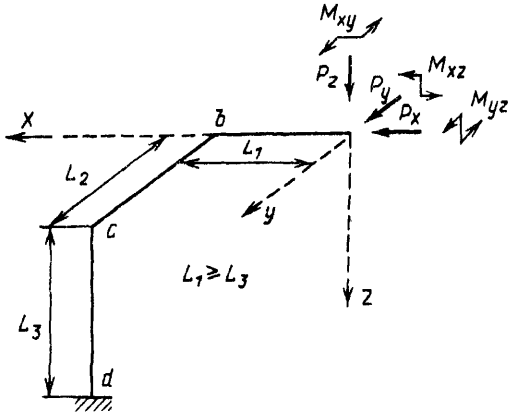


Рис 11 11. Расчетная схема пространственного трубопровода из трех участков.

P_x, P_y, P_z – составляющие компенсационных сил в направлении x, y, z, M_{xy}, M_{xz} – изгибающие моменты, M_{yz} – крутящий момент

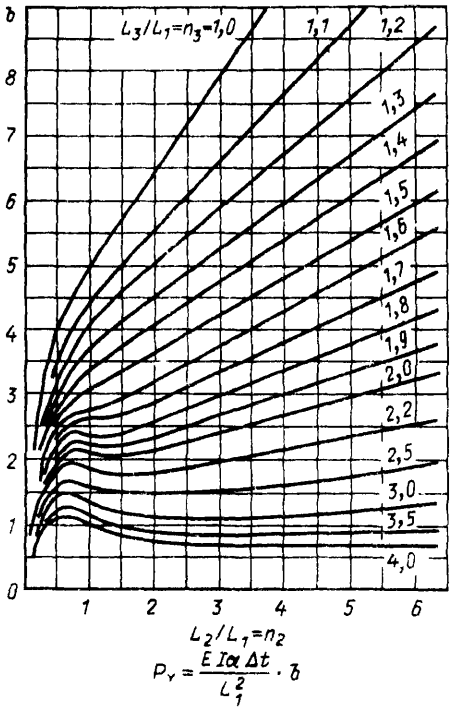


Рис. 11.13. График определения коэффициента b и силы P_y

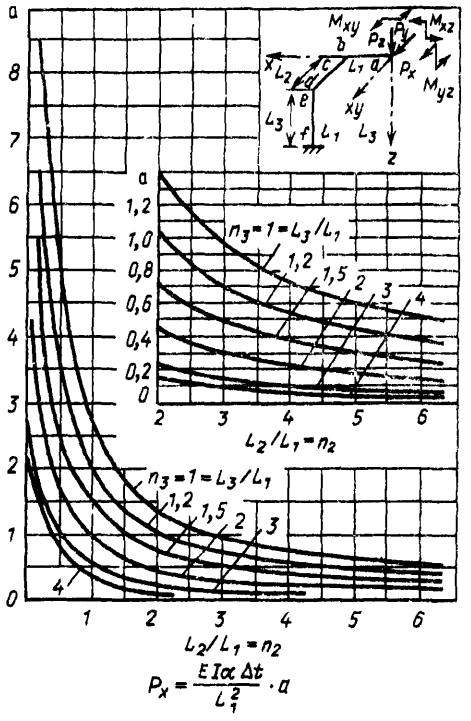


Рис 11.12. График для определения коэффициента a и силы, P_x, действующей в пространственном трубопроводе

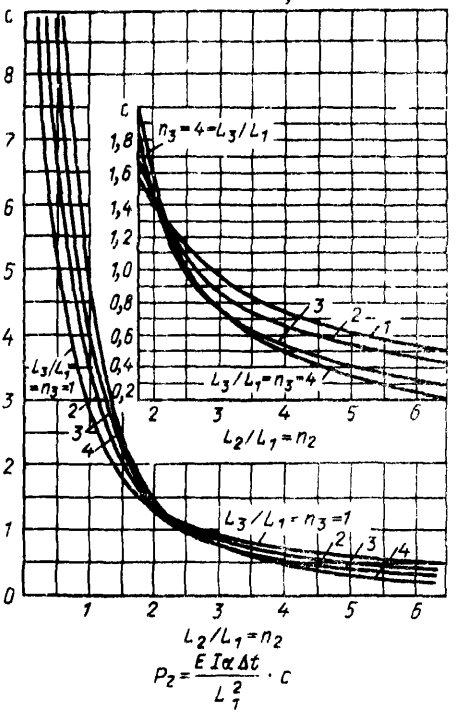


Рис 11 14. График для определения коэффициента c и силы P_z

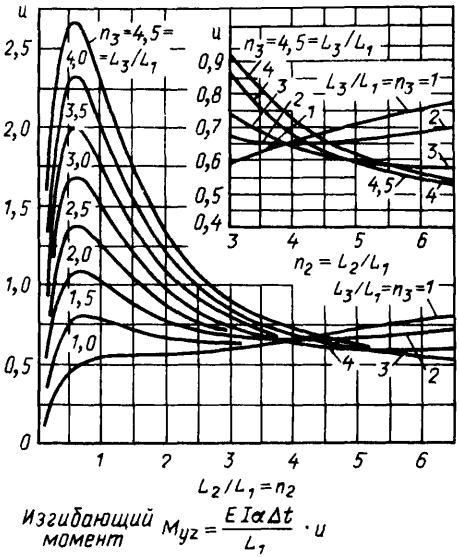


Рис 11 15 График для определения коэффициента u и крутящего момента M_{yz}

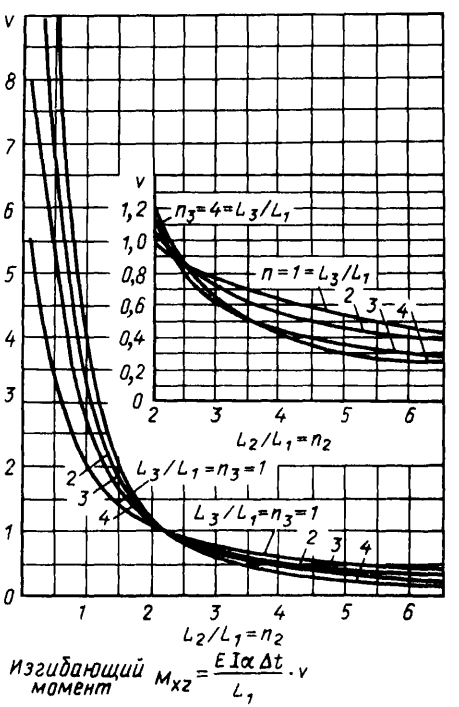


Рис 11 16 График для определения коэффициента v и изгибающего момента M_{xz}

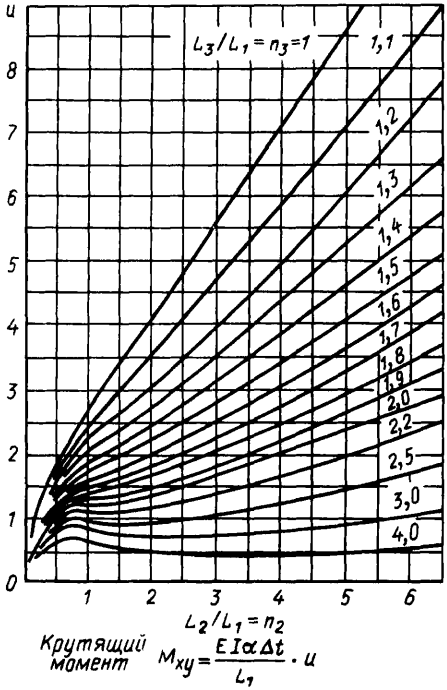


Рис 11 17 График для определения коэффициента u и изгибающего момента M_{xy}

$D_н = 21{,}9$ см Толщина стенки трубы $\delta = 6$ мм $I = 2280$ см^4, $F = 17000$ кН/см^2, $\Delta t = 400$ °С

Коэффициент температурного удлинения $\alpha = 12{,}7\ 10^{-6}$ Ось x параллельна L_1, ось y параллельна оси L_2, ось z участку L_3 Требуется определить составляющие реактивной силы P_x, P_y, P_z изгибающие моменты M_{yz}, M_{xz} и крутящий момент M_{xy}

По соотношениям длины участков

$$n_2 = L_2/L_1 = 300/200 = 1{,}5,\ n_3 = L_3/L_1 = 600/200 = 3$$

По графикам находим числовые значения коэффициентов $a = 0{,}34$, $b = 1{,}18$, $c = 2{,}25$, $u = 1{,}2$ $v = 1{,}8$ $w = 0{,}75$

Далее определяем силы реакции

$$P_x = \frac{(EI\alpha\Delta t)a}{L_1^2} = \frac{(17000\ \ 2280\ \ 12{,}7\ 10^{-6}\ \ 400)}{200^2} \times$$

$$\times\ 0{,}34 = 4{,}91\ \ 0{,}34 = 1{,}67 \text{ кН},$$

$$P_y = \frac{(EI\alpha\Delta t)b}{L_1^2} = 4{,}91\ \ 1{,}18 = 5{,}8 \text{ кН},$$

$$P_z = \frac{(EI\alpha\Delta t)c}{L_1^2} = 4{,}91\ \ 2{,}25 = 11 \text{ кН}$$

Изгибающие моменты, действующие в сечении a (см. схему)

$$M_{yz}=\frac{(EI\alpha\Delta t)u}{L_1}=\frac{(17\,000\cdot 2280\cdot 12{,}7\cdot 10^{-6}\cdot 400)}{200}\times$$

$$\times\ 1{,}2=984\cdot 1{,}2=1190\ \text{кН}\cdot\text{см};$$

$$M_{xz}=\frac{(EI\alpha\Delta t)v}{L_1}=984\cdot 1{,}8=1770\ \text{кН}\cdot\text{см}.$$

Крутящий момент, действующий в плоскости xy

$$M_{xy}=\frac{(EI\alpha\Delta t)w}{L_1}=984\cdot 0{,}75=738\ \text{кН}\cdot\text{см}.$$

Напряжение изгиба при компенсации температурных удлинений $\sigma_к$ определяется по результирующему моменту:

$$M=\sqrt{M_{yz}^2+M_{xz}^2}=$$

$$=\sqrt{1190^2+1770^2}=2140\ \text{кН}\cdot\text{см};$$

$$\sigma_к=\frac{MD_н}{2I}=\frac{2140\cdot 21{,}9}{2\cdot 2280}=10{,}2\ \text{кН/см}^2,$$

или 102 МПа.

Напряжение кручения

$$\sigma_{кр}=\frac{M_{xy}D_н}{4I}=\frac{738\cdot 21{,}9}{4\cdot 2280}=1{,}77\ \text{кН/см}^2,$$

или 17,7 МПа.

Суммарное эквивалентное напряжение от изгиба, кручения, внутреннего давления теплоносителя и сил реакции по условиям прочности, уравнение (11.79), не должно превышать нормативную величину R_2.

11.8. Расчет усилий, действующих в бесканальных трубопроводах

Особенности расчета трубопроводов на компенсацию температурных удлинений и на прочность заключаются в необходимости учитывать действия больших осевых усилий и напряжений, вызванных силами трения в грунте, и невозможности поперечных (по отношению к оси) перемещений зажатых окружающим грунтом трубопроводов с монолитными теплоизоляционными оболочками (армопенобетон, битумоперлит, пенопласт и др.). Указанное обстоятельство требует устройства каналов на углах поворота трассы и в местах установки П-образных компенсаторов. Ограниченной подвижностью труб в поперечном направлении в некоторых определенных пределах обладают бесканальные трубопроводы с засыпной теплоизоляцией – гидрофобный, сепарированный мел (протексулейт), асфальтоизол, что позволяет частично использовать для самокомпенсации температурных удлинений труб угловые, бесканальные участки трассы, т. е. получить 100 %-ную бесканальную прокладку по всей длине трассы.

Вследствие действия больших осевых усилий от трения в грунте во время нагрева и охлаждения трубопроводов сильно увеличиваются сжимающие и соответственно растягивающие напряжения в стенках труб и усилия, передаваемые на конструкции неподвижных опор. В ряде случаев это обстоятельство требует увеличения размеров щитовых неподвижных опор и усиления упоров, приваренных к трубам. Уменьшение осевых усилий достижимо при уменьшении расстояний между компенсаторами, однако это увеличивает общую стоимость тепловой сети и затраты бетона и металла.

Чисто теоретически силы трения в грунте $P_{тр}$ могут быть определены из уравнений:

$$P_{тр}=N\operatorname{tg}\varphi; \qquad (11.80)$$

$$N=\rho H\pi D_н n. \qquad (11.81)$$

В формулах (11.80) и (11.81) ρ – объемная масса 1 м^3 грунта; $\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент трения грунта; H – заглубление до верха теплоизоляционной конструкции трубопровода, м; $D_н$ – наружный диаметр теплоизоляции, например для цилиндрической оболочки из армопенобетона. Для изоляции из битумоперлита, в которой перемещения теплопровода происходят внутри оболочки, $D_н$ равен наружному диаметру труб; $n=1{,}2$ – коэффициент перегрузки.

Формула (11.81) справедлива для труб малого и среднего диаметра, для которых интенсивность вертикального давления грунта $p=\rho H$ равна горизонтальному (боковому) давлению q. Для трубопроводов диаметром более 250 мм следует учитывать неравенство этих давлений, при этом

$$N=\left(\frac{p+q}{2}\right)\pi D_н n, \qquad (11.82)$$

где $p=\rho H$ – интенсивность вертикального давления грунта, отнесенная к 1 м длины трубопровода;

$$q=\rho\left(H+\frac{D_н}{2}\right)\operatorname{tg}^2(45-\varphi/2) \qquad (11.83)$$

– интенсивность бокового давления грунта.

Расчеты усилий трения по формуле (11.80) требуют знания значений ρ и φ, которые изменяются в широких пределах в зависимости от характера и рода грунта (песчаные, глинистые, растительные, каменистые и др.), что в ряде случаев не представляется возможным. Более точно силы трения $P_{тр}$ определяются непосредственными измерениями на действующих трубопроводах

и существенно различны для различных бесканальных конструкций и материалов тепловой изоляции

Существует зависимость между температурным удлинением бесканального трубопровода Δl_t и перепадом температуры Δt т е разностью расчетной и монтажной температур в режиме его нагрева или охлаждения В начальный период нагрева или охлаждения температурные перемещения возникают только на небольшой длине теплопровода, непосредственно около компенсаторов С увеличением температурного перепада Δt перемещения распространяются на всю длину компенсирующего участка L при этом температурное усилие P_t которое равняется

$$P_t = \alpha E \Delta t F \qquad (11\,84)$$

становится равным силе трения

$$P_{тр} = p_{тр} L,$$

где α – коэффициент линейного температурного удлинения для стали, E – модуль упругости стали, F – площадь поперечного сечения стенок трубы, L – длина участка трубопровода от компенсатора до неподвижной опоры

Дальнейшее увеличение Δt обозначаемой $\Delta t_{макс}$, не вызовет возрастания температурных усилий и напряжений в стенках трубопровода с компенсатором т е

$$P_t = P_{тр} = \alpha E \Delta t_{макс} = p_{тр} L,$$

откуда

$$\Delta t_{макс} = p_{тр} L / \alpha E F \qquad (11\,85)$$

На рис 11 18, *а* представлена зависимость температурного усилия P_t от Δt на рис 11 18, *б* – зависимость компенсируемого удлинения трубопровода от Δt Прямая OA представляет температурное удлинение трубопровода не встречающего сопротивления трения определяемое уравнением

$$\Delta l_t = \alpha L \Delta t \qquad (11\,86)$$

Кривая $OБВ$ (с прямым участком $БВ$) представляет собой зависимость температурного удлинения от $\Delta t_{макс}$ для трубопровода, которому противодействуют силы трения в грунте В точке $Б_2$ которая соответствует перепаду температур $\Delta t_{макс}$ усилие P_t достигает максимального значения которое с дальнейшим изменением температуры остается постоянным На участке кривой $OБ$ удлинения трубопровода в зависимости от Δt происходят по квадратичной зависимости, так как Δl_t по закону Гука будет уменьшена на величину деформации, вызванной силами трения и определяемой уравнением

$$\Delta l_{тр} = p_{тр} L^2 / 2EF \qquad (11\,87)$$

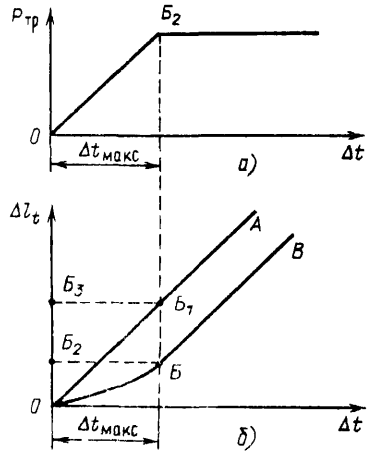


Рис 11 18 График зависимости температурных удлинений Δl_t и осевых сил $P_{тр}$ для бесканальных трубопроводов

Коэффициент 1/2 в формуле (11 87) соответствует линейному закону распределения сил трения $p_{тр}$ по длине участка теплопровода – от нулевого значения (у компенсатора) до максимального в конце участка у неподвижной опоры

Изменение длины участка L из-за изменения температуры на Δt с учетом противодействия сил трения определяется

$$\Delta l_t = L \alpha \Delta t - \frac{p_{тр} L^2}{2EF} \qquad (11\,88)$$

откуда по известным (из опыта) Δl_t и Δt определяется расчетная интенсивность сил трения

$$p_{тр} = \frac{2EF}{L}\left(\alpha \Delta t - \frac{\Delta l_t}{L}\right) \qquad (11\,89)$$

Из графика рис 11 18 *б* следует, что при $\Delta t_{макс}$ измеренная Δl_t меньше теоретической, определяемой уравнением (11 86), на так называемую недокомпенсацию (отрезок прямой $Б_2Б_3$ на графике), которая составляет 50 % теоретической величины (отрезок прямой $OБ_3$)

На рис 11 19 представлено распределение сжимающих осевых сил трения в бесканальных трубопроводах с тремя различными вариантами установки сальниковых компенсаторов, соответствующее периоду нагрева при пуске при условии, что температурный перепад превышает значение $\Delta t_{макс}$, определяемое уравнением (11 85)

Наибольшие усилия действуют в местах установки неподвижных опор Значительно

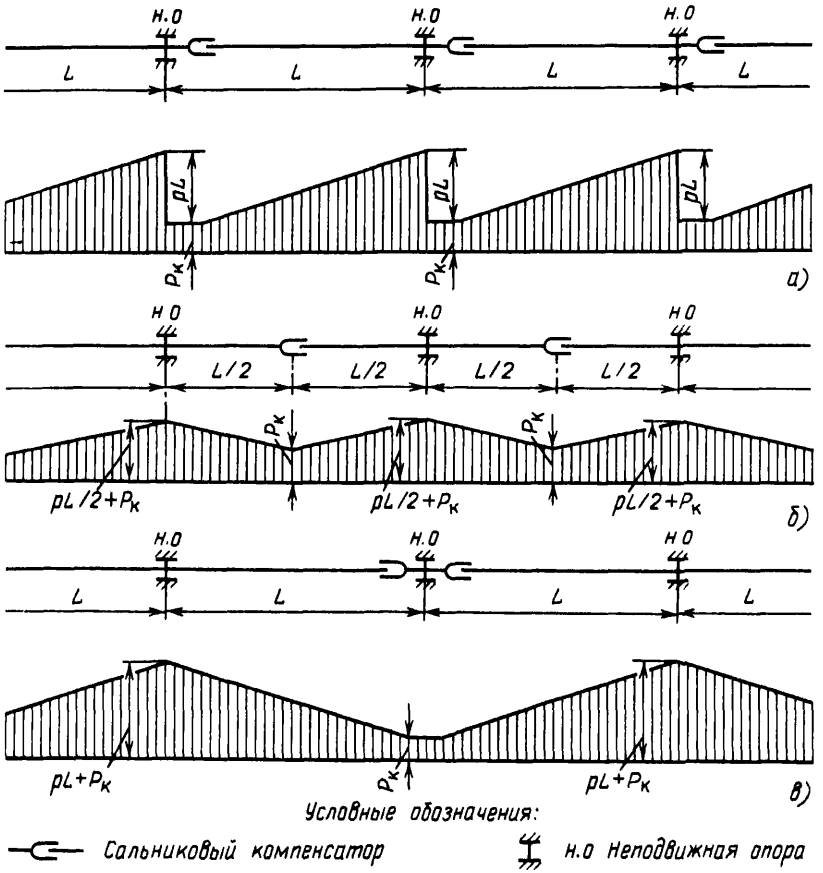


Рис. 11.19. График распределения сил $P_{тр}$ в бесканальных трубопроводах в зависимости от принятого способа (схемы) установки компенсаторов:

а – с односторонними компенсаторами; *б* – с «плавающими» компенсаторами, *в* – с двухсторонними компенсаторами

меньшее усилие действует непосредственно у компенсаторов. Определяемые по уравнению (11.27) силы трения относятся к нормально работающим компенсаторам, не имеющим перекосов и заеданий в грундбуксе. При перекосах осей компенсируемых участков трубопровода, вызванных неравномерной осадкой основания под трубами, неизбежно возрастают силы трения $P_к$, не поддающиеся теоретическому расчету.

При полном отказе работы сальникового компенсатора возможно увеличение напряжений в стенках труб до большой величины, равной

$$\pm\sigma_t = \alpha E \Delta t.$$

Из представленных на рис. 11.19 трех схем преимущество принадлежит схеме с плавающими компенсаторами, для которой расчетная сила трения:

$$P_{тр} = p_{тр}\frac{L}{2}$$

будет в два раза меньше по сравнению с другими схемами. Если компенсаторы установлены в середине расстояния между неподвижными опорами по схеме рис. 11.19, *б*, то возможно в два раза уменьшить количество устанавливаемых компенсаторов по сравнению со схемами рис. 11.19, *а* и *в*.

Суммарное (сжимающее) напряжение в стенках труб при бесканальной прокладке определяется по уравнению (11.6) с заменой сил трения в опорах силами трения в грунте $P_{тр}$.

Рекомендуемая расчетная интенсивность сил трения приведена в табл. 11.9. При соответствующем выборе типа установки *l*

Таблица 11.9. **Расчетная интенсивность сил трения грунта для бесканальных трубопроводов (при заглублении $H = 1 \div 1{,}5$ м)**

Наименование	Условный диаметр труб D_y, мм												
	100	150	200	250	300	350	400	500	600	700	800	900	1000
Наружный диаметр труб с теплоизоляцией армопенобетоном, мм	250	300	350	430	480	550	600	740	840	940	1040	1140	1240
Интенсивность сил трения для армопенобетона $p_{тр}$, кН/м	6,5	8	10	12	14	16,5	18,5	21,5	25	28	32	34	36
Интенсивность сил трения для засыпной теплоизоляции $p_{тр}$, кН/м	3	4,5	6	7,5	9,5	10,5	12	16	–	–	–	–	–

суммарное напряжение не должно превышать значения R_2, которое зависит от наименьшего условного предела текучести трубной стали с учетом механических свойств принятой марки стали

Для трубопроводов с $D_y \geqslant 250 \div 300$ мм выбранную по расчету на прочность длину участка следует проверить по условию сохранения устойчивости труб на продольный изгиб Проверка необходима на случай возможного аварийного отказа в работе сальниковых компенсаторов. При этом резко возрастают осевые сжимающие усилия, которые могут достигнуть критической величины, вызывающей продольный изгиб. Кроме указанного случая, расчеты на устойчивость необходимы для намечаемого проектирования бескомпенсаторных трубопроводов, в первую очередь для обратных труб.

Потеря устойчивости (по опыту прокладки подземных газо- и нефтепроводов) наблюдается на изгибах труб от температурных напряжений как в горизонтальной, так и в вертикальной плоскости, с выходом труб из траншей и приподниманием выше уровня грунта, особенно часто наблюдаемым на участках трассы, с укладкой трубопроводов на небольшой глубине ($H = 0{,}5 \div 0{,}7$ м).

Следует заметить, что устойчивость бесканальных трубопроводов значительно выше, чем при канальной прокладке, за счет упругого противодействия окружающего грунта, которое должно учитываться в расчетах.

Точность приводимых ниже теоретических расчетов устойчивости трубопроводов на продольный изгиб зависит, главным образом, от точности определения реактивного, упругого отпора окружающей трубу грунтовой среды, K, Н/м^2. Критическое осевое усилие, вызывающее продольный изгиб при нагреве труб, определяется уравнением:

$$P_{кр} = 2\sqrt{EIK}, \qquad (11.90)$$

где E – модуль упругости стали, Н/м^2; I – момент инерции поперечного сечения трубы, м^4; K – реактивный отпор грунта, Н/м^2.

Для слабых водонасыщенных грунтов $K = 5 \cdot 10^4$ Н/м^2, для песчаных средней плотности $K = 10^5$ Н/м^2, для плотных, утрамбованных грунтов $K = 5 \cdot 10^5$ Н/м^2.

При проверке устойчивости на продольный изгиб в вертикальной плоскости по формуле (11.90) реактивный отпор учитывается коэффициентом K_2. При малых (в пределах $H = 0{,}7 \div 1$ м) заглублениях трубопроводов $K_2 = 2{,}5 \cdot 10^4$ Н/м^2; при больших ($H = 1{,}5 \div 2$ м) заглублениях $K = 5 \cdot 10^4$ Н/м^2.

В случаях, когда $P_{кр} < P_t = \alpha E \Delta t F$, для увеличения устойчивости следует уменьшить расстояния L, м, между неподвижными опорами, которые могут быть определены по формуле

$$L = \sqrt{\frac{2\pi^2 EI}{P_{кр}}}. \qquad (11.91)$$

В бескомпенсаторном трубопроводе при нагреве действует напряжение сжатия, определяемое из уравнения

$$\sigma_t = \alpha E \Delta t - \frac{pD_{вн}}{4\delta}, \qquad (11.92)$$

где δ – толщина стенки трубы; p – давление теплоносителя в трубах. По условиям прочности можно определить максимально допустимую при эксплуатации температуру нагрева труб, принимая $\sigma_t = R_2$:

$$\Delta t_{макс} = \frac{R_2 + \dfrac{pD_{вн}}{4\delta}}{\alpha E}. \qquad (11.93)$$

В соответствии с расчетом для $p = 1{,}6$ МПа, $R_2 = 300$ МПа в среднем $\Delta t_{макс} = 130$ °С. Следовательно, при температуре воздуха при монтаже -30 °С нагрев труб при эксплуатации может достигать $t = 100$ °С, а при нагреве труб в период мон-

тажа до 25 °С температура теплоносителя в трубах может быть увеличена до 150 °С.

Условие устойчивости бескомпенсаторных трубопроводов на продольный изгиб требует выполнения условия:

$$P_1 < P_{кр}, \qquad (11.94)$$

где $P_1 = \alpha E \Delta t_{макс} F$.

Проведенные расчеты указывают, что это условие (с коэффициентом запаса 1,5 и более) выполняется для всех трубопроводов диаметром 200 мм и выше. Трубопроводы диаметром 150 мм и меньше, нагреваемые на 100 °С и выше, требуют установки компенсаторов.

Глава двенадцатая

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

12.1. Сравнительная экономическая эффективность капитальных вложений

Показателем сравнительной экономической эффективности капитальных вложений является минимум приведенных затрат. Приведенные затраты по каждому варианту представляют собой сумму ежегодных издержек производства (себестоимость продукции) и капитальных вложений, приведенных к одинаковой размерности в соответствии с коэффициентом эффективности.

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$З_a = E_н K_a + И_a, \qquad (12.1)$$

где $З_a$ – приведенные затраты по варианту a; $И_a$ – ежегодные издержки производства по варианту a; K_a – суммарные капитальные вложения по варианту a и $E_н$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений.

Показатели K и $И$ могут применяться как в полной сумме капитальных вложений и издержек производства (себестоимости продукции), так и в виде отдельных величин на единицу продукции.

Из числа рассматриваемых вариантов, каждый из которых обеспечивает получение одинакового количества и качества продукции, наиболее экономичным следует считать вариант i, для которого

$$З_i = \text{мин}. \qquad (12.2)$$

Если капитальные вложения рассредоточены по годам строительства и имеет место период временной эксплуатации строящегося объекта, то сравнение вариантов следует производить приведением затрат более поздних лет к текущему моменту путем применения коэффициента приведения:

$$З_t = E_н \sum_{\tau=1}^{\tau} K_t (1 + E_{н\,п})^{\tau - t} + И, \qquad (12.3)$$

где K_t – капитальные вложения в год t; $E_н$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; $E_{н\,п}$ – нормативный коэффициент приведения разновременных затрат; t – год приведения затрат, один и тот же для всех вариантов. За год t рекомендуется принимать год начала эксплуатации объекта, τ – период строительства (временной эксплуатации). Значения нормативных коэффициентов эффективности капитальных вложений $E_н$ и коэффициентов приведенных разновременных затрат $E_{н\,п}$ принимаются в энергетической отрасли: $E_н = 0{,}12$ и $E_{н\,п} = 0{,}08$.

Определение капитальных вложений и ежегодных издержек производства в сравниваемых вариантах должно производиться исходя из сопоставимого уровня цен (стоимостей) и равной достоверности исходных материалов.

При выборе наиболее экономичного варианта магистральных, а также распределительных сетей с тепловыми пунктами капитальные вложения на их сооружение должны определяться по сметам (см. гл. 27). Однако такой метод слишком трудоемок. Поэтому, как правило, в этих случаях используют удельные укрупненные показатели затрат на сооружение. Такие показатели обязательно должны учитывать местные условия производства работ (местные материалы и конструкции, транспортные расходы и пр.). При определении капитальных вложений на сооружение магистральных сетей должны отдельно учитываться затраты на специальные сооружения (см. гл. 19), как-то

Таблица 12.1. **Нормы амортизационных отчислений, % к балансовой стоимости**

Группы и виды основных фондов	Шифр	Общая норма амортизационных отчислений	В том числе	
			на полное восстановление	на капитальный ремонт
Здания производственные одноэтажные бескаркасные со стенами облегченной каменной кладки	10003	4,7	2,5	2,2
Трубопроводы тепловых сетей стальные, работающие в условиях непроходных туннелей с воздушным зазором (подвесная изоляция)	30121	4,8	4,0	0,8
Электродвигатели мощностью:				
до 100 кВт	40200	12,6	9,5	3,1
более 100 кВт	40201	8,1	5,3	2,8
Насосы центробежные	41503	19,1	11,1	8
Приборы для контроля и регулирования технологических процессов (за исключением приборов температуры)	47036	15,5	13,0	2,5
Приборы для измерения и регулирования температуры	47037	31,2	30	1,2
Машины электронные цифровые с программным управлением общего назначения, специализированные и управляющие	48000	12	10	2,0
Специальные автомобили (аварийные, мастерские и т. д.)	50412	15,5	9,0	6,5
Универсальные и специализированные станки массой до 10 т, работающие металлическими инструментами	41006	11,6	5,3	6,3
Краны на пневмоколесном ходу грузоподъемностью до 16 т	41703	12,7	8,7	4,0
Экскаваторы одноковшовые на пневмоколесном ходу с ковшом емкостью:				
до 0,25 м³	41805	22	12	10
от 0,25 до 0,4 м³	41806	20	12	8

переходы через водные преграды, железнодорожные пути, магистральные дороги и пр.

Затраты на установку оборудования в тепловых пунктах и камерах должны включать затраты на монтаж и наладку.

Ежегодные издержки производства в общем случае определяются по формуле

$$И = И_а + И_э + И_т,$$

где $И_а$ – сумма амортизационных отчислений на реновацию и капитальный ремонт; $И_э$ – расходы по эксплуатации; $И_т$ – затраты на топливо. Сумма амортизационных отчислений на реновацию и капитальный ремонт $И_а$ определяется применительно к нормам Госплана СССР.

В табл. 12.1 приведены [66] нормы амортизационных отчислений для элементов, применяемых в практике строительства и эксплуатации тепловых сетей. В примечании к указанным нормам указано, что подробная разбивка их в зависимости от технических характеристик должна проводиться министерствами-владельцами. Нам представляется это особенно необходимым, учитывая явную зависимость срока службы теплопровода от типа его прокладки (надземная, проходной и непроходной каналы, бесканальная) и диаметра труб (различная толщина стенок). В расходы по эксплуатации $И_э$ входят следующие составляющие:

заработная плата всего персонала, включая премии, всякого рода доплаты и отчисления на социальное страхование;

расходы на приобретение вспомогательных материалов, включая подпиточную воду, получаемую с теплоэлектростанций,

текущий ремонт (затраты на материалы, транспорт и пр.);

прочие расходы (арендная плата, услуги коммунальных организаций, расходы по технике безопасности и пр.).

В практике проектирования обычно эксплуатационные расходы принимаются в процентах балансовой стоимости сооружений. С учетом амортизационных отчислений они обычно принимаются в размере 8% балансовой стоимости. Если амортизация сетей составляет 4,8%, то эксплуатационные расходы принимаются в размере 3,2%. Несмотря на всю условность данного метода, он пока является единственным.

Формально исходя из принятой в энергетике методики разноски затрат расходы по перекачке теплоносителя на источнике теплоты и на тепловые потери отражаются только в балансе энергосистем. Однако транспорт теплоты неразрывно связан с этими затратами, поэтому далее приведены способы определения этих затрат.

Стоимость тепловых потерь

Для определения тепловых потерь $Q_{т п}$, ккал/год, в наружных тепловых сетях (до потребителей) можно воспользоваться следующим выражением:

$$Q_{т п} = \sum qln\ 10^{-3},$$

где q – тепловые потери 1 м (одно-, двухтрубного трубопровода), ккал/ч, при среднегодовых температурах воды и грунта для теплопровода диаметром d, мм; l – длина участка трубопровода диаметром d, м; n – число часов работы теплопровода в год с температурами воды и грунта, принятыми при расчете величины q.

Рекомендуется определение потерь теплоты производить отдельно для отопительного и летнего периодов. Определение потерь в магистральных сетях следует производить по участкам, а в распределительных сетях использовать удельные показатели длины и среднего диаметра на 1 МВт тепловой нагрузки, определенные для одного (нескольких) типового микрорайона.

Непосредственная стоимость тепловых потерь определяется умножением их абсолютной величины на стоимость единицы. Эту стоимость наиболее правильно принимать по замыкающим затратам. Эти затраты рассчитаны ВНИПИЭнергопромом и приведены ниже в табл. 12.2. Приведенные затраты периодически уточняются в соответствии с замыкающими затратами на топливо и удельными капитальными вложениями на сооружение ТЭЦ и котельных.

Таблица 12.2. **Рекомендуемые замыкающие затраты на тепловую энергию**

Экономический район	Затраты, руб/Гкал
Северо-Западный	14
Центральный	13
Волго-Вятский	13
Центрально-Черноземный	13
Поволжский	13
Северо-Кавказский	13
Уральский	12
Белорусская ССР	14
Молдавская ССР	14
Донецко-Приднепровский	15
Юго-Западный	14
Южный	14
Прибалтийский	14
Закавказский	13
Западно-Сибирский	11
Восточно-Сибирский	10
Дальневосточный	20
Среднеазиатский	14
Казахстанский	12

Расход электроэнергии на перекачку теплоносителя, кВт·ч/год,

$$Э_э = \frac{G_0 \Delta p_0}{\rho \eta_{н у}} n_0 + \frac{G_1 \Delta p_1}{\rho \eta_{н у}} n_1,$$

где G_0, G_1 – средние расходы в сети соответственно в отопительный и летний периоды, кг/с, Δp_0, Δp_1 – средние перепады давлений, развиваемые насосами, соответственно в отопительный и летний периоды, Па:

$$\Delta p = \Delta p_{ст} + \Delta p_с + \Delta p_{аб};$$

$\Delta p_{ст}$, $\Delta p_с$ и $\Delta p_{аб}$ – потери давлений соответственно на ТЭЦ (в котельной), в тепловой сети и в тепловом пункте потребителя (абонента); ρ – плотность воды, кг/м^3 (в среднем $\rho = 975$ кг/м^3); $\eta_{н у}$ КПД насосной установки ТЭЦ (котельной); n_0, n_1 – число часов работы насосов в отопительный и летний периоды. Ежегодные затраты на перекачку теплоносителя по сети, руб/год,

$$И_э = Э_э z_э,$$

где $z_э$ – удельные замыкающие затраты на электроэнергию, руб/(кВт·ч)

12.2. Определение диаметров тепловых сетей

Определение диаметров тепловых сетей рекомендуется производить, исходя из предварительно определенных оптимальных

удельных потерь давлений. В настоящее время диаметры сети можно определить на ЭВМ по разработанным программам.

Для расчета диаметров труб тупиковой сети может быть, например, использована программа DIPR, разработанная институтом ВНИПИЭнергопром. Программа предназначена для оптимизации диаметров, напоров и способов реконструкции тупиковых сетей. Исходные данные для расчета на ЭВМ магистральной тепловой сети (диаметры участков от 400 до 1200 мм) по программе DIPR при прокладке (тупиковых) сетей:

данные о трубах (удельная масса, удельная стоимость по типам прокладки, удельные потери теплоты),

удельные затраты на тепловую и электрическую энергию;

доля отчислений от капиталовложений на амортизацию и текущий ремонт по сети и насосным станциям;

КПД насосов, типы насосных станций, потеря напора в них, минимальное количество агрегатов;

нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;

эквивалентная шероховатость труб;

ограничения удельных потерь напора по участкам сети;

ограничения напора на источнике теплоты и основных потребителях.

При решении задач по реконструкции и расширению сетей к указанным данным добавляются сведения о возможных затратах, связанных с перекладкой действующих участков сети.

Развитие централизованного теплоснабжения и особенно увеличение единичной тепловой мощности ТЭЦ и котельных, наличие в крупных городах нескольких крупных источников теплоты и гребования надежности привели к созданию в этих условиях мощных многоконтурных (кольцевых) сетей.

При оптимизации таких сетей может быть использован пакет прикладных программ СОСНА, разработанный в Сибирском энергетическом институте СО АН СССР.

12.3. Выбор схемы распределительных сетей и тепловых пунктов

Выбор схем распределительных сетей и тепловых пунктов должен производиться на основе технико-экономических расчетов. Исходя из большого разнообразия местных условий, такие расчеты необходимо выполнять по каждому промышленному объекту, а для микрорайонов жилой застройки могут быть выбраны типовые образцы, по которым и следует провести указанные расчеты, распространяя выводы по ним для всего города. Это тем более правильно, что единообразная схема для всего города будет способствовать в дальнейшем успешной эксплуатации.

При закрытой системе теплоснабжения технико-экономическому сравнению, как правило, должны подвергаться варианты с четырех-, трех- и двухтрубными теплосетями от ГТП (см. гл. 23). При этом должны помимо обычного оборудования для каждого из вариантов предусматриваться соответствующие устройства, обеспечивающие возможность управления тепловым и гидравлическим режимами всей тепловой сети. В частности, это может потребовать при двухтрубной тепловой сети кроме приборов учета и контроля также установки смесительных насосов, приборов защиты от гидравлических ударов и пр.

Обычно в микрорайонах помимо жилых зданий располагаются школы, детские учреждения, магазины, тепловой режим которых значительно отличается от основных потребителей. В соответствии с этим в тепловых пунктах таких зданий следует предусматривать дополнительные устройства и приборы, обеспечивающие экономию теплоты.

В крупных тепловых сетях при открытых системах теплоснабжения нередко применяется независимая схема присоединения систем отопления с установкой подогревателей в ГТП. В закрытых системах теплоснабжения независимая схема присоединения систем отопления применяется лишь для особо высоких зданий (см. гл. 22).

Для детального сравнения вариантов разрабатываются схемы сетей и тепловых пунктов. Одновременно с разработкой схем сетей выбираются варианты их трассировки. Такими вариантами могут быть прокладки в земле (бесканально, непроходной канал и внутриквартальный коллектор), а также по подвалам (при условии, что пол подвала выше уровня грунтовых вод), при одновременной застройке всего микрорайона.

Сравнение производится по капитальным затратам, которые определяются по укрупненным сметным расценкам и эксплуатационным расходам (амортизация, тепловые потери в сетях, расходы на перекачку теплоносителя и стоимость обслуживания сетей и тепловых пунктов по нормам местных эксплуатационных организаций).

Приведенные годовые затраты по вариантам определяются по формуле (12.1). При равенстве приведенных затрат или их близости ($\pm 5\%$) предпочтение отдается варианту, который обеспечивает надежность теплоснабжения, наиболее удобен и требует меньших трудозатрат при эксплуатации.

СХЕМЫ И СПОСОБЫ ПРОКЛАДКИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Глава тринадцатая

СХЕМЫ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

13.1. Принципы построения схем тепловых сетей

В комплексной системе централизованного теплоснабжения среди трех основных ее элементов – источника теплоснабжения, тепловой сети и потребителя – тепловая сеть является не только соединительным, транспортным средством, но и звеном, определяющим надежность теплоснабжения потребителей, режим работы и показатели всей системы теплоснабжения. В понятие «тепловая сеть» при этом включаются не только трубопроводы, соединяющие источник теплоснабжения с потребителем, но и все устройства этой сети – насосные станции и тепловые пункты.

Тепловые сети должны сохранять способность (свойство) непрерывной подачи теплоносителя к потребителю в необходимом количестве в течение всего года, за исключением кратковременного перерыва для профилактического ремонта в летнее время. Продолжительность возможных перерывов в подаче теплоты должна рассчитываться на наиболее низкие температуры наружного воздуха для данной местности. Требования к надежности возрастают по мере снижения расчетных температур воздуха и повышения диаметра трубопровода. Во втором случае помимо увеличения времени, необходимого для ремонта, следует учитывать и объем отключенной тепловой нагрузки. Так, если повреждение трубопровода диаметром 50 мм вызывает, как правило, отключение одного жилого дома, то ремонт трубопровода диаметром 500 мм приводит к перерыву в подаче теплоты целому жилому району.

Тепловые сети должны обладать управляемостью, т. е. обеспечивать необходимый режим работы, возможность совместной работы источников теплоснабжения и взаимного резервирования магистралей.

Под необходимым режимом следует понимать быстрое и точное распределение теплоносителя по тепловым пунктам в нормальных условиях, в критических ситуациях (повреждения в сетях, частичный выход из строя основного оборудования на источнике теплоснабжения, недостаток топлива, прекращение или сокращение подачи холодной воды на ТЭЦ и т. д.), а также при совместной работе источников теплоты для экономии топлива.

Управляемость сети должна быть основана на надежном контроле за режимом работы всех ее элементов, быстром обнаружении возникших утечек теплоносителя и локализации поврежденных участков сети или потребителей, что должно предохранить тепловую сеть от подачи необработанной воды.

Режим работы магистральных тепловых сетей должен обеспечивать наибольшую экономичность при выработке и транспорте теплоты за счет совместной работы ТЭЦ и котельных, снижение расхода электроэнергии на перекачку теплоносителя и пр.

Режим работы распределительных сетей должен обеспечивать экономию теплоты при ее использовании за счет регулирования параметров и расхода теплоносителя в соответствии с необходимым режимом потребления, упрощения схем тепловых пунктов, снижения расчетного давления для их оборудования и уменьшения количества дорогостоящих регуляторов отпуска теплоты на отопление. Технико-экономические показатели тепловых сетей, включая тепловые пункты, при повышении надежности и качества теплоснабжения не должны быть ухудшены по сравнению с современными.

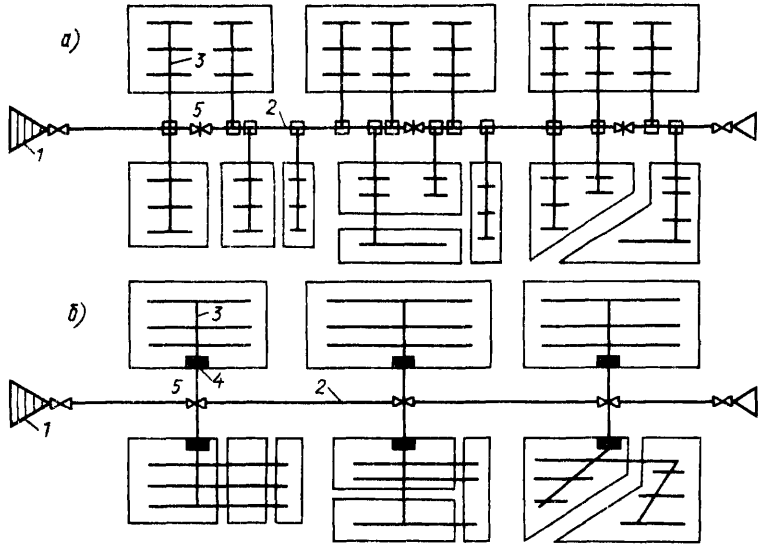


Рис. 13.1. Принципиальные схемы тепловых сетей:

а – с индивидуальными тепловыми пунктами; *б* – с групповыми тепловыми пунктами (ГТП); *1* – ТЭЦ (районная котельная); *2* – тепловая магистраль; *3* – распределительные сети в микрорайонах; *4* – групповые тепловые пункты; *5* – секционирующие задвижки на магистралях (задвижки на ответвлениях от магистралей условно не показаны)

На рис. 13.1 в однолинейном изображении приведены две принципиальные схемы построения тепловых сетей.

На рис. 13.1, *а* показана тепловая сеть с местными тепловыми пунктами. Вся необходимая трансформация режима, необходимая для систем теплоиспользования потребителей, в этом случае должна проводиться в тепловых пунктах потребителей.

Если тепловая сеть в этом варианте состоит из сотен и даже тысяч отдельных тепловых пунктов в зданиях, то каждый из них должен быть рассчитан на параметры теплоисточника и иметь оборудование и приборы регулирования, защиты, контроля и учета, позволяющие удовлетворительно сочетать режим использования теплоты с режимом теплоисточника и тепловой сети. Чем больше тепловая мощность теплоисточника, тем больше радиус действия его тепловой сети, тем большее значение приобретают различия в параметрах теплоносителя у потребителей, тем сложнее должны быть схемы присоединения потребителей. Высоким требованиям (см. § 13.1) в настоящее время могут (при хорошей организации наблюдения и ремонта) удовлетворить лишь сети небольшой протяженности с ограниченным количеством потребителей, т. е. тепловые сети от котельных небольшой тепловой мощности. Кроме указанного решения схемы сети с местными тепловыми пунктами, в каждом здании возможно второе решение – сооружение группового (микрорайонного) теплового пункта (см. рис. 13.1 *б*) и лишь упрощенных местных тепловых пунктов в зданиях.

Сооружение группового теплового пункта для микрорайона кроме технико-экономических и местных градостроительных условий, определяется также и технологическими. Тепловая устойчивость и точность распределения циркулирующей сетевой воды определяется в условиях отсутствия авторегуляторов гидравлической устойчивостью тепловой сети, что зависит в конечном счете от соотношения напоров в конце и начале сети. Создать такую устойчивость в магистральных сетях с большим радиусом действия невыгодно, но вполне приемлемо в распределительных сетях с небольшим радиусом действия. Возможный радиус их действия может составлять до 600–800 м.

Отметим две отличительные особенности схемы рис. 13.1, *б*: наличие группового пункта управления и значительное уменьшение количества ответвлений от магистрали. Эти особенности увеличивают надежность магистрали (снижение количества камер с задвижками), повышают управляемость тепловой сети (наличие крупных пунктов управления), и вместе с тем не вызывают увеличения затрат.

Простой и часто применяемой схемой сетей является тупиковая древовидная.

Надежность ее, однако, совершенно недостаточна при сетях с большим радиусом действия.

Повышение надежности сетей возможно тремя основными методами (а также совместным применением их)

во-первых, повышением надежности (безотказности) отдельных элементов, входящих в систему. В данном случае это надежная антикоррозионная защита труб, осушение трассы, установка бесфланцевая арматура и пр.;

во-вторых, применением «щадящего» режима работы системы в целом или наиболее повреждаемых ее элементов путем подержания температуры воды в подающих линиях 100 °С и выше, а в обратных линиях 50 °С и ниже;

в-третьих, резервированием, т. е. введением в систему дополнительных элементов, которые могут заменить полностью или частично) элементы, вышедшие из строя. Этот способ наиболее универсален и широко применяется.

Поскольку тупиковая сеть является самой дешевой, то введение в нее дополнительных, резервирующих элементов должно быть обосновано. При определении необходимой степени резервирования должны быть учтены следующие факторы.

1. Климатические условия данной местности, которые во многом определяют характер последствий при отключениях теплопроводов для ликвидации повреждений (темп снижения $t_{вн}$, возможность замерзания воды в трубах систем отопления в подвалах и пр.). По этой причине резервирование особенно актуально для местностей с расчетной температурой для отопления -20 °С и ниже и особенно для Крайнего Севера, где низкие температуры наружного воздуха сочетаются с большими скоростями ветра.

2. Диаметр теплопроводов, радиус их действия и тип прокладки (наружная, проходной и непроходной каналы, бесканальная, наличие и качество антикоррозионной защиты труб, возможность быстрого доступа к трубам для ремонта). Чем больше диаметр трубопровода, тем значительнее количество отключаемых зданий и жителей; чем больше радиус действия сетей, тем ниже надежность теплоснабжения концевых потребителей.

3. Условия эксплуатации проектируемых сетей (наличие единой службы эксплуатации, включая аварийно-восстановительные подразделения и пр.), что в конечном счете определяет необходимое время ликвидации повреждения и отключения потребителей. Это время зависит от диаметра поврежденного трубопровода. Так, по проекту норм времени на ликвидацию повреждений, разработанных ВНИПИЭнергопромом и АКХ им. К. Д. Памфилова, для трубопровода диаметром 300 мм необходимое время составляет 15 ч, а для трубопровода 500 мм — более 20 ч.

Учет всех указанных факторов должен быть основан на обширной и достаточно надежной статистике о повреждениях определенных конструкций трубопроводов в различных условиях (грунты, грунтовые воды и пр.).

Анализ схем тепловых сетей городов неизменно показывает, что все жилые районы по условиям очередности строительства обеспечиваются несколькими тепловыми магистралями, а все трубопроводы больших диаметров соединены между собой перемычками.

Такая практика соответствует и действующим СНиП на проектирование тепловых сетей, по которым при прокладке в одном тепловом районе города нескольких магистралей (по условиям очередности развития системы теплоснабжения) должны предусматриваться резервирующие перемычки между смежными магистралями.

При этом необходимо учитывать, что наличие резервируемых магистралей позволяет с меньшими затратами (по сравнению с местными резервными источниками теплоты) обеспечивать надежное теплоснабжение потребителей первой категории — больниц, родильных домов, детских учреждений и пр.

К потребителям такой же первой категории следует отнести и группы жилых зданий. При аналогии с городскими электрическими сетями численность жителей такой группы можно определить, например, в 20—25 тыс. чел (10 тыс. квартир), что соответствует для средних условий тепловой нагрузке 40—50 МВт.

В средних условиях вероятность повреждения участка трубопровода (и следовательно, отключения потребителей) возрастает по мере удаления его от источника теплоты; количество отключаемых зданий (квартир) и длительность их отключения — по мере увеличения диаметра поврежденного трубопровода, а тяжесть последствий — по мере снижения расчетной температуры воздуха — местности (города).

В табл. 13.1 приведены примерные соотношения между указанными показателями в зависимости от диаметра отключенного трубопровода.

Данные таблицы позволяют предположить, что для средней полосы СССР в современных условиях резервирование становится совершенно необходимым, начиная с

Таблица 13 1 **Зависимость продолжительности отклонения и количества жителей от диаметра трубопровода**

Наименование	Условный диаметр трубопровода мм			
	300	500	700	1000
Расчетная тепловая нагрузка, МВт	25 – 30	100 – 120	190 – 220	400 – 440
Расчетная продолжительность отключения, ч	15	20	25	35
Количество жителей в отключенных зданиях, тыс чел	12 – 15	50 – 60	95 – 110	200 – 220

диаметра 500 мм Для более южных регионов диаметр может быть повышен, а для северных – снижен

В целом указанная шкала должна быть подвижной и полностью учитывать местные условия

Для оптимальной структуры крупных тепловых сетей необходимы более крупные тепловые пункты Сооружение крупных пунктов с тепловой мощностью 30 – 50 МВт полностью отделяет распределительные сети от магистралей и создает стройную иерархическую структуру источник теплоснабжения – магистральные сети – тепловой пункт – распределительные сети – тепловые пункты в зданиях и местные системы зданий

Такая структура позволяет при минимуме затрат на автоматизацию и телемеханизацию получить управляемую систему теплоснабжения, т е обеспечить возможность точного распределения циркулирующей воды в нормальном и аварийном режимах, а при совместной работе теплоисточников – возможность изменения режима работы сети в достаточно широких пределах

Тепловые сети должны сооружаться по блочному принципу Таким блоком должна являться распределительная сеть с радиусом действия 500 – 800 м Каждый блок должен обеспечивать теплоснабжение жилого микрорайона примерно в 10 тыс квартир (примерно, тепловая мощность 30 – 50 МВт) Блок должен быть либо непосредственно присоединен к коллектору теплоисточника (в данном случае котельная), либо иметь двухстороннее теплоснабжение от тепловых магистралей

Радиальные магистрали, отходящие от теплоисточника (ТЭЦ или районная котельная), должны соединяться либо с магистралями от других теплоисточников, либо между собой Перемычки между магистралями для резервирования используются как в нормальном, так и в аварийном режиме работы, т е рассматриваются как часть магистралей Количество и диаметры перемычек определяются исходя из режима резервирования при сниженном количестве теплоносителя (70 % нормального)

В точке присоединения блока распределительной сети к магистралям должен предусматриваться микрорайонный тепловой пункт, который в дальнейшем изложении назван групповым (ГТП) ГТП должен рассматриваться как основной элемент тепловой сети, через который должно проводиться управление режимом работы и магистральных, и распределительных сетей

Необходимость двухсторонней подачи теплоты каждому ГТП с тепловой мощностью 30 – 50 МВт не может особенно на современном этапе, рассматриваться в качестве безусловной Учитывая, что вероятность повреждения определяется протяженностью подводящей магистрали, можно условно определить ту критическую длину магистрали, свыше которой резервирование становится необходимым В качестве такой длины, как первое приближение, рекомендуется принять 1,5 – 2,0 км Такой случай, в частности, может иметь место в сетях, прокладываемых от районных котельных

Промышленные предприятия с большой тепловой нагрузкой должны присоединяться непосредственно к магистральным сетям через тепловые пункты, схемы которых должны в основном соответствовать схемам ГТП Предприятия с малыми тепловыми нагрузками должны присоединяться к распределительным сетям, в схемах их тепловых пунктов должны предусматриваться смесительные насосы, с помощью которых снижается расход теплоты на отопление в нерабочие часы (дежурное отопление)

Режим работы магистральных сетей может проводиться по балансовому графику при котором температура подаваемой воды может быть равна или выше, чем требуется

потребителям. То же правило относится к давлению подаваемой воды. Давление в обратных трубах магистралей должно быть ниже или равно необходимому для потребителей. Давление в обратной и подающих линиях распределительной сети может также корректироваться насосами в ГТП.

Максимальная температура подаваемой воды в расчетных условиях должна определяться технико-экономическими соображениями. В распределительных сетях она не должна превышать 150 °С.

13.2. Схемы магистральных сетей

Магистрали должны быть наиболее надежным элементом тепловых сетей и эта надежность должна повышаться по мере роста количества потребителей и, следовательно, диаметра магистралей.

Резервирование в тепловых сетях может быть более эффективным, а дополнительные затраты на него значительно снижены, если использовать технологическую особенность теплового режима сетей, а именно возможность в течение почти всего отопительного периода компенсировать снижение расхода подаваемой потребителям воды из сети ее температурой. Поскольку вероятность повреждения магистрали, как показывает статистика, не зависит от температуры наружного воздуха, то использование этой особенности создает возможность 100%-ного обеспечения потребителя теплотой в течение почти всего отопительного периода. Если системы отопления, как правило, работают устойчиво лишь при соблюдении расхода воды в них близким к 100%, то реализация этого метода резервирования возможна лишь при подключении систем отопления через подогреватель или с помощью смесительного насоса.

В составе систем большой тепловой мощности от ТЭЦ все чаще включаются водогрейные котельные, расположенные на магистральных тепловых сетях. Режим работы таких котельных прежде всего определяется их роль в системе теплоснабжения. Котельная может быть либо только резервной, либо использоваться для покрытия пика тепловой нагрузки. Как правило, районные водогрейные котельные в городах возникают до начала сооружения ТЭЦ, обеспечивая теплоснабжение первоначального комплекса тепловых потребителей, необходимого для базисной нагрузки первой очереди ТЭЦ. Естественно использовать действующие котельные полностью или часть пиковых котельных ТЭЦ. Считается, что в этом случае, помимо экономии капитальных вложений, будет иметь место и повышение надежности теплоснабжения.

Вариант использования водогрейных котельных нередко сочетается с условно повышенным температурным графиком для соединительной магистрали ТЭЦ – котельная, что снижает расчетный расход по магистрали и ее диаметр труб без повышения температуры воды выше 150 °С.

Однако это приводит к невозможности присоединения потребителей к соединительной магистрали – все потребители должны присоединяться к сетям пиковой котельной, что вызывает их удорожание. Эффект бесспорен лишь при транзитном характере соединительной магистрали. Чем больше потребителей должно присоединяться к соединительной магистрали ТЭЦ – котельная, тем все более будет снижаться экономический эффект от применения повышенного графика. Дополнительные расходы на присоединение потребителей в этом случае не учитываются потому, что проектирование магистральных и распределительных сетей ведется разновременно и разными организациями.

На рис. 13.2 приведена схема тепловой сети города при наличии нескольких крупных источников теплоты.

Каждый микрорайон имеет свой ГТП, двухстороннее теплоснабжение каждого ГТП на схеме предусмотрено от магистралей № 1 и 2 путем их соединения перемычками, от магистралей № 3 и 4 путем совместной работы ТЭЦ № 1 в первом случае с ТЭЦ № 2, во втором – с районной котельной (РК).

Схема подключения районной котельной к магистральной сети для осуществления ее совместной работы с ТЭЦ по параллельной схеме приведена на рис. 13.3.

Рассмотрим, как приведенная схема сети (см. рис. 13.2) может выполнять те требования к устройству и функционированию, которые были сформулированы ранее.

Непрерывность подачи теплоты обеспечивается кольцевой схемой магистральной сети. Все распределительные сети имеют двухстороннее питание. Возможная длительность перерыва в подаче теплоты определяется временем, необходимым для переключения задвижек, что при наличии телеуправления ими может быть кратковременным (например, в пределах часа).

Непрерывность подачи теплоты при данной схеме магистральной сети может быть нарушена при возникновении повреждения в узле (камере) примыкания ГТП к магистрали. В целях исключения этого необходимо

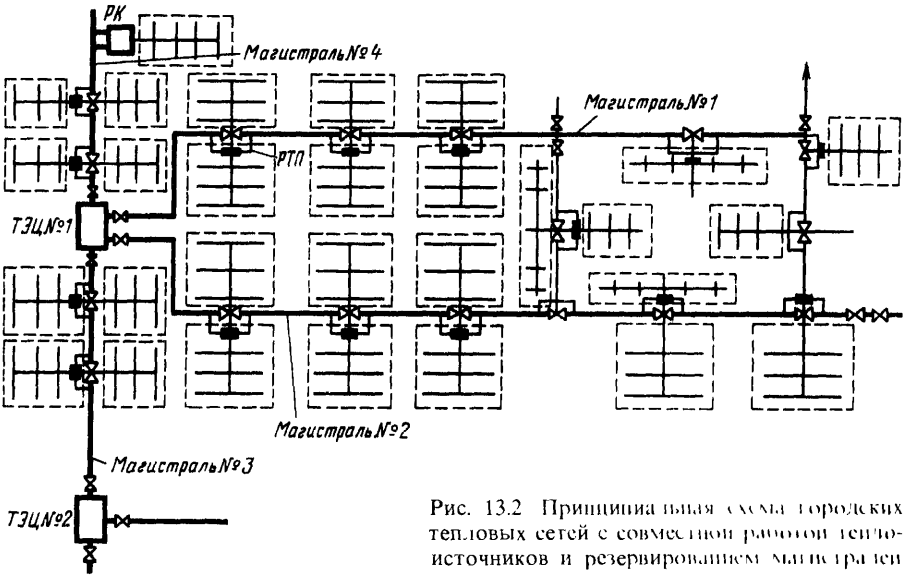


Рис. 13.2 Принципиальная схема городских тепловых сетей с совместной работой теплоисточников и резервированием магистралей

уделить большое внимание надежности этого узла, т. е. установленных в нем задвижек (приварка бесфланцевых задвижек, усовершенствование сальниковых уплотнений, надежное электропитание и пр.).

Отмеченное в равной степени относится и к оборудованию, установленному в ГТП. Элементы, не обладающие необходимой надежностью, должны резервироваться. В частности, это относится к насосным агрегатам, если предусматривается их продолжительная работа.

Непрерывность подачи теплоты непосредственно потребителю, т. е. зданию (объекту), разумеется, зависит не только от обеспечения надежного питания ГТП, но также и от надежности распределительной сети.

Высокая степень управляемости приведенной схемы определяется:

возможностью постоянного контроля за параметрами теплоносителя во всех ГТП, за распределением сетевой воды, дистанционной корректировки этого распределения;

возможностью изменить гидравлический режим в магистральных сетях, не затрагивая режима в распределительных сетях;

возможностью широкого варьирования температурным режимом магистральной сети;

быстрым обнаружением возможных повреждений, а также других нарушений режима в распределительных сетях.

Наличие ГТП позволяет отделить (при наличии насосов) тепловой и гидравлический режимы в распределительных сетях (и, следовательно, у потребителей) от режимы магистралей, что обеспечивает сохранение возможности маневрирования совместную работу источников теплоты при наилучшем их использовании, проведение балансового режима регулирования, экономичный график отпуска теплоты по часам суток и пр.

Схема обладает высокой ремонтопригодностью, в силу чего имеется возможность выполнения ремонтных работ на любом

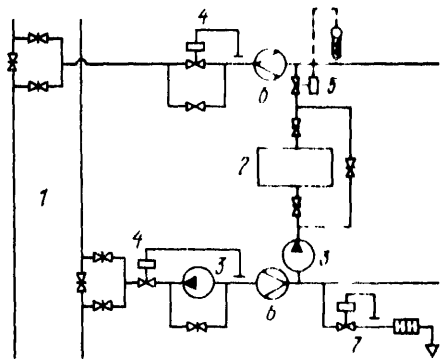


Рис. 13.3. Принципиальная схема подключения районной котельной к магистрали:

1 – тепловая магистраль; *2* – водогрейные котлы; *3* – сетевые насосы; *4* – регуляторы давления; *5* – регулятор температуры воды; *6* – диафрагмы к расходомерам; *7* – сбросное устройство

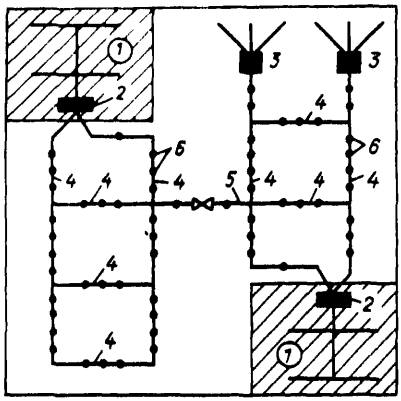


Рис. 13.4. Схемы теплоснабжения города от ТЭЦ и районных котельных:

1 – промышленные районы, *2* – ТЭЦ, *3* – районные котельные, *4* – тепловые магистрали от ТЭЦ; *5* – перемычки, соединяющие сети ТЭЦ, *6* – групповые тепловые пункты (ГТП)

участке магистральной сети почти в любое время года (за исключением 2–3 зимних месяцев) без нарушения нормального теплоснабжения потребителей.

Проведенные расчеты магистральных сетей на режим резервирования показывают, что наименьшее удорожание их достигается при симметричных схемах – одинаковая тепловая нагрузка и параллельное прохождение магистралей. Пример такой схемы приведен на рис. 13.4. На схеме предусмотрено резервирование магистралей через перемычки, взаимное резервирование ТЭЦ через тепловые сети (на тепловую производительность одного котла) и использование районных котельных в качестве резервных источников для коротких тупиковых магистралей. Значительное удорожание магистральных сетей имеет место в том случае, если схемы сетей несимметричны или резервирование потребителей осуществляется от источников теплоты, работающих навстречу друг другу.

Применение ГТП может проводиться и в сетях средней мощности, например от районных котельных, а также при объединении котельных.

На рис. 13.5 приведена тепловая сеть, объединяющая две районных и квартальную котельную. К этим сетям присоединены через ГТП две новые распределительные сети, а также ГТП, объединяющий работу мелких местных котельных. Такая совместная работа может обеспечить значительный эффект как по экономии топлива, так и по трудозатратам.

На рис. 13.6 приведена принципиальная схема теплоснабжения микрорайонов от районной котельной. Магистральная сеть в этом случае в первый период является тупиковой и лишь на третьем – резервируется.

В целях защиты труб от наружной коррозии сети от котельных могут работать по щадящему режиму, т. е. с минимальной температурой воды в подающей магистрали 100 °С.

Рекомендуется следующий порядок проектирования сетей.

На тепловой карте района ориентировочно намечаются места ГТП. Тепловая мощность ГТП должна находиться, как правило, в пределах 30–50 МВт и соответствовать номенклатуре разработанных типовых проектов. Радиус действия распределительных сетей за ГТП должен находиться, как правило, в пределах 600–800 м. Каждый

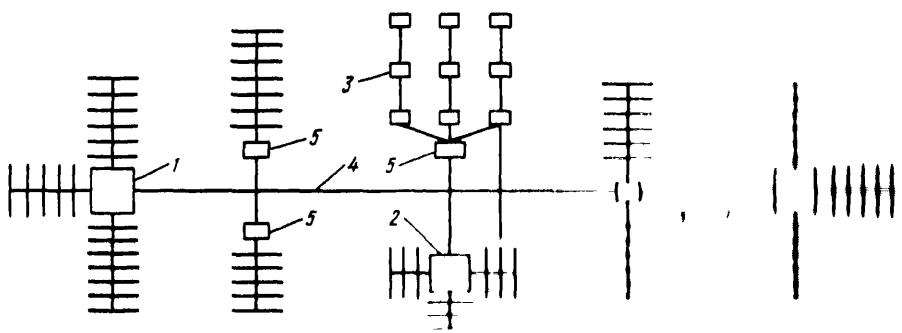


Рис. 13.5. Схема объединения котельных

1 – районные котельные, *2* – квартальная котельная, *3* – [illegible] котельных, *4* – соединительная тепловая сеть, *5* – групповой тепловой пункт (ГТП)

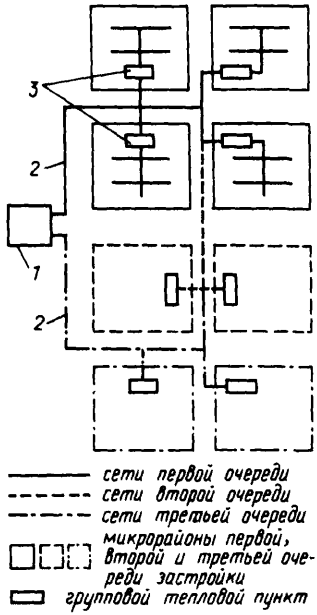


Рис. 13.6. Схема тепловых сетей от районной котельной:

1 – районная котельная; *2* – тепловая магистраль; *3* – групповые тепловые пункты (ГТП)

жилой микрорайон, общественный центр и промышленно-транспортный объект должен иметь только один ГТП. При теплоснабжении небольших микрорайонов рекомендуется их объединение. Все потребители, присоединяемые к данному ГТП, должны быть расположены на примерно одинаковых отметках местности.

По степени необходимой надежности теплоснабжения все потребители делятся на две категории.

К первой категории относятся: лечебные учреждения со стационарами; промышленные предприятия с постоянным потреблением теплоты на технологические нужды; группы (микрорайоны) городских потребителей с тепловой мощностью 30 МВт. Питание потребителей первой категории должно предусматриваться от закольцованной магистральной сети или от двух магистралей или от двух теплоисточников. Перерыв в подаче теплоты указанным потребителям допускается только на время переключения, т. е. не более 2 ч.

Ко второй категории относятся все остальные потребители. Категорийность уникальных зданий и объектов устанавливается в каждом отдельном случае. Количество магистралей выбирается, исходя из того, что их должно быть не менее двух и диаметр каждой должен находиться в пределах 500 – 1000 мм.

Тепловую нагрузку магистралей по возможности следует принимать одинаковой.

Исходя из размещения ГТП, намечаются возможные (по условиям городской планировки – см. гл. 14) трассы магистралей и перемычек между ними. Трассы магистралей выбираются по возможности с параллельным (или близким к нему) расположением, что облегчает сооружение перемычек.

Выбор схемы и диаметров магистральных сетей может выполняться по программе СОСНА, разработанной Сибирским энергетическим институтом СО АН СССР.

На трассах магистральных сетей намечаются возможные (наиболее опасные) места повреждений. Производится гидравлический расчет сети при аварийных режимах для определения диаметров соединительных линий (перемычек) и уточнения диаметров магистралей. Расходы теплоносителя при аварийных режимах принимаются в размере 70% расчетных при нормальном режиме.

Резервирование магистральных сетей через распределительные сети (за ГТП) не допускается.

Соединение распределительных сетей, питаемых от различных тепловых магистралей, может быть осуществлено для их взаимного резервирования.

Схема магистральных сетей должна учитывать необходимость совместной работы ТЭЦ и находящихся в ее тепловом районе котельных с тепловой мощностью 60 МВт и более, а также взаимного резервирования городских ТЭЦ между собой на тепловую нагрузку самого производительного котла.

В небольших городах при суммарных тепловых нагрузках жилищно-коммунального сектора, например, до 200 МВт вполне обосновано сооружение групповых котельных с тепловой мощностью 20 – 30 МВт. В этих случаях нет необходимости сооружения отдельно стоящих ГТП, так как оборудование может быть предусмотрено непосредственно в котельной, а тепловые сети могут быть трех- или четырехтрубными. Исключение могут составлять те случаи, когда радиус действия тепловых сетей от котельной превосходит, например, 0,8 – 1,2 км. Однако и в этих случаях целесообразно укрупнение местных тепловых пунктов в пределах многосекционного жилого здания, что позволит упростить эксплуатацию тепловой сети.

13.3. Схемы распределительных сетей

Тепловые сети внутри микрорайонов в соответствии с их основной задачей распределения теплоносителя по зданиям называются распределительными; они могут отходить непосредственно от котельных либо присоединяться к магистральным сетям от ТЭЦ. Присоединение распределительных сетей к магистралям может производиться с помощью задвижек либо через ГТП, что наиболее целесообразно. При теплоснабжении микрорайонов от собственной котельной последняя должна выполнять также и роль ГТП. При непосредственном присоединении к магистрали распределительные сети прокладываются двухтрубными, от ГТП (котельной) сети могут быть также и трех- и четырехтрубными.

Первоначально рассмотрим схемы двухтрубных сетей, которые могут найти применение в обоих случаях.

На рис. 13.7 приведены принципиальные схемы двухтрубных распределительных сетей (в однолинейном изображении). Распределительные сети проектируются тупиковыми, и секционирующие задвижки в них устанавливать не принято. Это объясняется сравнительно небольшим радиусом их действия (обычно в пределах 1000 м) и небольшим диаметром труб, что дает возможность при правильной организации эксплуатации ликвидировать возникающие повреждения на них за короткие сроки (например, до 12 ч). Однако в ряде случаев (например, районы с низкими расчетными температурами, больницы и пр.) и такие сравнительно небольшие перерывы в подаче теплоты не могут быть допустимы. Кроме того, необходимо считаться и с тем, что быстрая ликвидация повреждений в сетях требует организации специализированной (и достаточно многочисленной) аварийной службы, что рационально лишь в крупных тепловых сетях либо при наличии в городе общей аварийной службы для всего коммунального хозяйства.

Повышение надежности теплоснабжения возможно:

установкой секционирующих задвижек (рис. 13.7, *а*), что увеличивает надежность снабжения потребителей, присоединенных на первом участке сети;

сооружением кольцевой секционированной распределительной сети (рис. 13.7, *б*).

При наличии двух параллельно проходящих тепловых магистралей возможно предусмотреть соединение их распределительных сетей, чтобы обеспечить резервирование теплоснабжения присоединенных к ним потребителей. Для этого на рис. 13.7, *в* предусмотрена перемычка с разделительной задвижкой. Наиболее надежным в этом смысле является вариант рис. 13.7, *г*, в котором, кроме соединительной перемычки с задвижкой, предусмотрено секционирование сети с двухсторонним присоединением каждого ответвления.

Комбинируя схемами, можно обеспечить достаточно надежное теплоснабжение каждого из наиболее ответственных потребителей при минимуме дополнительных затрат. Следует предостеречь от использования распределительных сетей для взаимного резервирования магистралей, так как это вызывает бесполезное увеличение диаметров труб и, следовательно, материальных и финансовых затрат.

Надежность распределительных сетей, как и всех сетей, определяется не только схемой, но и конструкцией их прокладки. Возможность периодического осмотра (при правильно организованной эксплуатации) значительно повышает степень надежности. Отсюда преимущество прокладки труб в подвалах и внутримикрорайонных (внутриквартальных) коллекторах. Прокладка труб по подвалам является к тому же и наиболее дешевой, но требует комплексной застройки микрорайона.

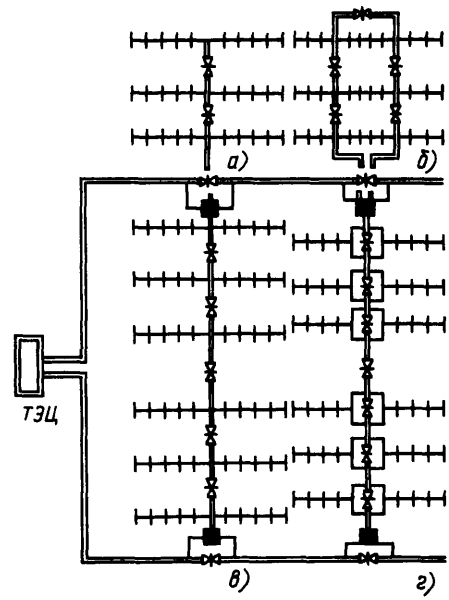


Рис. 13.7. Принципиальные схемы двухтрубных распределительных сетей микрорайона (в однолинейном изображении)

Вопросы надежности подачи теплоносителя актуальны и для распределительных сетей, работающих от ГТП. При двухтрубных сетях они практически те же, что и выше рассмотренные.

В четырехтрубных распределительных сетях, несмотря на удвоенное количество прокладываемых труб, надежное обеспечение одинаково с двухтрубными, так как разное качество воды не дает возможности их взаимного резервирования даже в летнее время. Лучше это решается в трехтрубных сетях, где две подающие трубы (на отопление и горячее водоснабжение) могут (хотя и не полностью) взаимно резервировать друг друга. Количество отказов из-за наружной коррозии на подающих трубах примерно в 8—9 раз больше, чем на обратных.

Трехтрубные сети рациональны в закрытых системах теплоснабжения, так как в этих случаях наиболее эффективно групповое регулирование отопительной нагрузки. Однако и в открытых системах теплоснабжения они могут быть полезны в тех случаях, когда обеспечение водой из городского водопровода источника теплоснабжения (ТЭЦ, районная котельная) недостаточно надежно и поэтому не исключена необходимость быстрого отключения водоразбора из тепловых сетей.

Выбор схемы распределительной сети, снабжаемой через ГТП, должен быть сделан, как правило, на основе технико-экономических соображений при полном учете местных условий. К ним относятся: количество, дислокация и помещения тепловых пунктов, их тепловая нагрузка, возможность получения необходимого оборудования и пр.

Групповое регулирование требует обязательной и точно выполненной наладки гидравлического режима во внутренней сети. Это в равной степени относится к сети как отопления, так и горячего водоснабжения.

В сети отопления следует не только поддерживать определенную температуру подаваемой воды, но и точно в соответствии с тепловыми нагрузками систем отопления распределять по ним циркулирующий в сети теплоноситель, суммарный расход которого также точно должен соответствовать суммарной присоединенной тепловой нагрузке систем отопления (а в ряде случаев и приточной вентиляции).

Проектируемая распределительная сеть за ГТП должна иметь достаточную гидравлическую устойчивость. В первом приближении такая устойчивость достигается за счет определенного соотношения между потерями напора в местных тепловых пунктах (элеваторами) и распределительных сетях. Чем это соотношение больше, тем устойчивее сеть, тем точнее можно распределить теплоноситель. Для средних условий это соотношение в ночном режиме должно составлять от 2 до 3. Меньшая величина относится к коротким сетям, большая — к протяженным с наличием дополнительной нагрузки приточной вентиляции.

Недостаточную гидравлическую устойчивость нередко имеют и проектируемые групповые системы горячего водоснабжения (в режиме циркуляции), что ведет к недопустимому снижению температуры подаваемой воды в наиболее удаленных системах и стояках.

Гидравлическая устойчивость групповой системы горячего водоснабжения может быть достигнута различными путями. Наиболее универсальный путь — повышение потерь напора в секционных узлах (или стояках) системы в циркуляционном режиме. При обычно принимаемом напоре циркуляционного насоса 30—40 м потери напора в секционных узлах следует повысить примерно до 6—8 м.

Указанные потери напора в стояке или секционном узле в циркуляционном режиме следует получить за счет установки на стояке недалеко от места врезки его в циркуляционную магистраль специального устройства, служащего для создания местного сопротивления.

При наличии в системе воды склонной к накипеобразованию, предпочтительнее вместо дроссельных диафрагм применять краны конструкции АКХ им. К. Д. Памфилова. Применение вставок из трубы меньшего сечения рекомендуется когда диаметр отверстия дроссельной диафрагмы получается малым и при наличии конструктивной возможности включения такой вставки в конструкцию стояка. В системах с секционными узлами и холостыми циркуляционными стояками увеличение сопротивления узла рекомендуется достигать за счет соответствующего подбора диаметра циркуляционного стояка.

Оптимальные потери напора в стояке или секционном узле необходимые для обеспечения устойчивой работы каждой рассматриваемой системы следует определить на основании результатов расчета этой системы на ЭВМ. Программа такого расчета разработана АКХ им. К. Д. Памфилова.

Достаточным может быть признано распределение циркуляционных расходов в системе в пределах от 120% на стояках или секционных узлах, расположенных на головных участках системы, до 80%, расчетного циркуляционного расхода на конечных

Расчетный циркуляционный расход по стояку или секционному узлу следует определять, исходя из теплопотерь стояка или секционного узла, полученных в результате проведения теплового расчета.

13.4. Управление тепловыми сетями и режимом их работы

Следует отличать управление тепловой сетью от управления режимом работы.

Управление сетью – это управление запорными органами на сети с целью отключения и включения отдельных участков сети, управление насосно-перекачивающими и дренажными станциями и пр.

Управление режимом работы – это проведение режима, оптимального в данных конкретных условиях по соображениям экономики (наиболее частый случай), обеспечения топливом, выполнения ремонтных работ на источниках топливоснабжения и на тепловой сети и т. д.

Для рационального управления сетью необходима прежде всего продуманная расстановка запорных органов, в качестве которых применяются в основном задвижки, но могут применяться и затворы, а на тепловых пунктах потребителей и клапаны. Чем чаще на тепловой сети установлены запорные органы, тем меньше протяженность отключаемых для ремонта участков (и количество отключаемых потребителей), меньше потери воды при отключении и продолжительность ее спуска. Однако задвижки требуют периодического обслуживания и ремонта и поэтому при подземной прокладке тепловых сетей необходимо сооружение специальных камер. Все это не только удорожает строительство сети, но и увеличивает трудозатраты при ее эксплуатации. Начиная с диаметра 400 – 500 мм задвижки должны иметь моторный привод, что приводит к необходимости подвода к этим камерам электроэнергии и в большинстве случаев к сооружению над подземными камерами надземных павильонов.

При прохождении тепловой магистрали вдоль жилого района расстояние между задвижками определяется местными условиями и находится в пределах 700 – 1200 м. Это расстояние на транзитных участках магистральных сетей может быть в несколько раз больше и определяется в значительной мере соотношением объемов секционируемого участка сети и производительностью подпиточного устройства. На распределительных тепловых сетях секционирующие задвижки обычно не устанавливаются. Их установка должна предусматриваться лишь при кольцевых сетях.

Если управление сетью с помощью запорных органов носит эпизодический характер, то управление режимом ее необходимо постоянно в связи с изменяющимися условиями как потребления теплоты, так и ее выработки.

Управление режимом тепловой сети связано с возможностью правильного распределения теплоносителя по установкам потребителей. Управление режимом сети только с помощью изменения температуры подаваемой воды при постоянном (стабильном) ее расходе является вынужденным решением и ведет, как правило, к перерасходу теплоты у потребителей. Это также не оптимально при выработке теплоты, поскольку при большом количестве и разнообразии теплоэнергетического оборудования на источниках теплоснабжения и работе их на различных видах топлива постоянно возникает необходимость в перераспределении выработки между отдельными источниками либо для получения дополнительной экономии топлива, либо для возможности вывода оборудования в ремонт.

Основным элементом, позволяющим обеспечить решение сложных задач по управлению режимом крупной тепловой сети, сети с несколькими источниками теплоснабжения и т. п., является ГТП на границах магистральной и распределительных сетей.

Принципиальные схемы ГТП разнообразны и определяются местными условиями, а иногда и технико-экономическими соображениями. Некоторые из них приведены на рис. 13.8.

Оборудование и аппаратура, предусматриваемые в ГТП, должны давать возможность:

проводить наиболее экономичный режим работы сетей и систем отопления (программное регулирование по часам суток, количественное регулирование и пр.), а также групповых систем горячего водоснабжения;

упростить в максимальной степени схемы местных тепловых пунктов для систем отопления, снизить рабочее давление для распределительных сетей и местных тепловых пунктов;

организовать действенный контроль за расходом теплоносителя и теплоты потребителями;

поддерживать необходимый перепад давлений до и после ГТП при регулировании давления либо температуры воды на коллекторах источника теплоснабжения (балансовый метод регулирования);

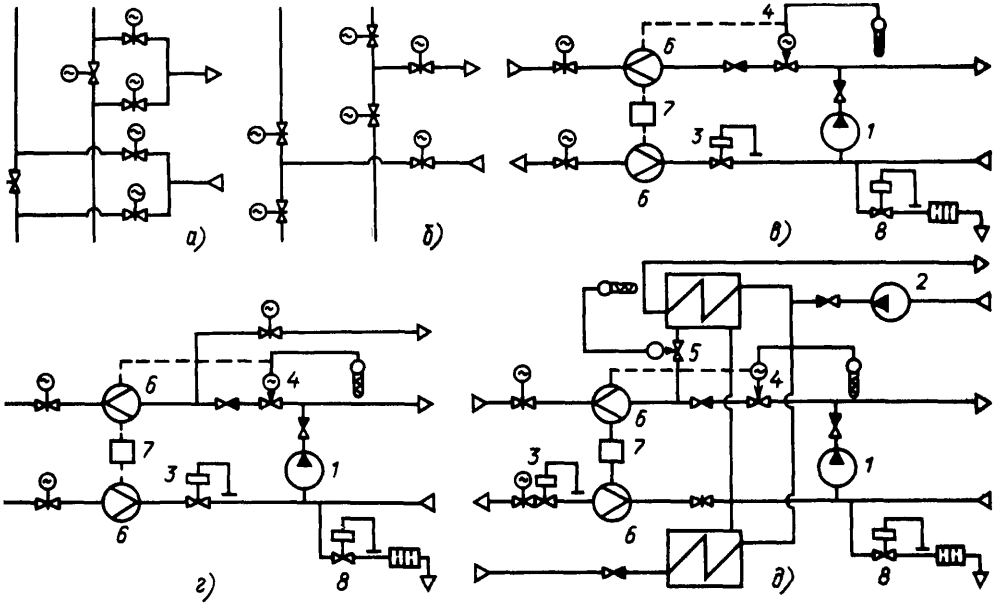


Рис. 13.8. Принципиальные схемы групповых тепловых пунктов:

а, б – подключение ГТП к магистралям (варианты), *в, г, д* – схемы ГТП соответственно с двух-, трех- и четырехтрубными распределительными сетями. *1* – смесительный насос, *2* – циркуляционный насос; *3* – регулятор давления; *4* – регулятор температуры воды и ограничитель расхода; *5* – регулятор горячего водоснабжения; *6* – диафрагмы к расходомерам; *7* – реле-сигнализатор утечки воды; *8* – сбросное устройство

сокращать отпуск теплоты потребителям (в критических ситуациях) путем избирательного снижения температуры воды без нарушения гидравлического режима внутренней распределительной сети; при трех- и четырехтрубных сетях – путем полного прекращения подачи горячей воды на бытовые цели.

ГТП являются ответственными элементами системы теплоснабжения, и поэтому их бесперебойная работа должна быть обеспечена резервированием.

Это прежде всего касается электроснабжения и взаимодействия смесительных насосов

Согласно ВСН 97-75 «Указания по проектированию городских электрических сетей» электроприемники ГТП относятся ко II категории (п. 4.8 Указаний). Их электроснабжение обычно производится от общих городских трансформаторных подстанций. Исходя из того что ГТП должны обслуживать крупные жилые микрорайоны, их электропитание можно производить от собственных трансформаторных подстанций

Согласно нормам проектирования тепловых сетей подкачивающих и смесительных насосных должно устанавливаться не менее трех насосов, из которых один является резервным. В обычной проектной практике смесительные насосы обычно совмещались с подкачивающими, поэтому указанная рекомендация относится именно к таким насосным. Но ГТП по своему назначению относятся к чисто смесительным насосным. Схема ГТП в зависимости от его роли в конкретном месте тепловой сети может дополняться подкачивающими насосами, но это будет исключением из правил.

Работа смесительного насоса в ГТП должна рассматриваться в двух режимах: рабочем, когда с его помощью корректируется (снижается) температура сетевой воды, подаваемой в распределительную сеть за ГТП, и в аварийном – при прекращении подачи теплоносителя от источника теплоснабжения. Если в аварийном режиме для защиты систем отопления от замерзания воды производительность насосов должна обеспечивать подачу 70 – 100 % нормальной циркуляции, то в рабочем режиме их производительность существенно ниже и определяется графиком температур внешней (магистральной) и распределительной тепловых сетей.

Исходя из этого, для ГТП, сооружаемых только со смесительными насосами, достаточна установка всего двух насосов, считая, что подача каждого из них обеспечивает режим корректировки, а работа двух – аварийный режим, т. е. кратковременный.

В магистральных сетях с большим радиусом действия неизбежно возникает необходимость в сооружении насосных станций для понижения давления в обратных трубопроводах (наиболее частый случай), а иногда и для повышения давления в подающих трубах (рис. 13.9).

Основное назначение насосных станций – обеспечение нормальных гидравлических параметров теплоносителя для присоединения потребителей по наиболее простым зависимым схемам. Такая необходимость, как правило, всегда возникает при резких изменениях рельефа местности (по сравнению с расположением источника теплоснабжения), а при ровном рельефе – на обратных трубах при большом радиусе действия сети.

На рис. 13.10 приведен примерный пьезометрический график магистральной тепловой сети с радиусом действия 16 км при условно плоском рельефе местности. График напоров в обратной магистрали принят из условия, что напор ни в одной из ее точек не будет ниже 5 м и выше 45 м. Напор в 45 м предполагает наличие потерь давления в распределительной тепловой сети, в первой ступени подогревателя горячего водоснабжения (при закрытой системе теплоснабжения), в коммутации тепловых пунктов и т. д., что в общей сложности должно обеспечить напор в системах отопления не выше 60 м (из расчета применения чугунных радиаторов).

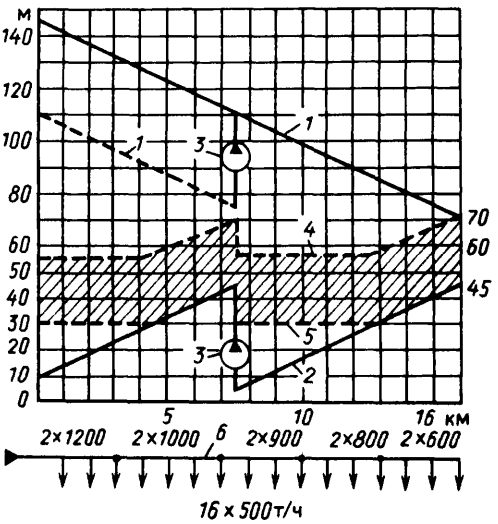


Рис. 13.10. Пьезометрический график протяженной тепловой сети (пример):

1, 2 – напоры в подающей и обратной магистралях; *3* – насосные станции; *4, 5* – зона напоров в распределительных сетях

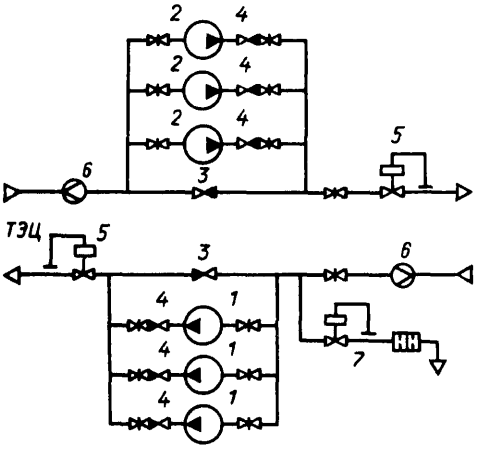


Рис. 13.9. Принципиальная схема насосной станции на магистральной сети:

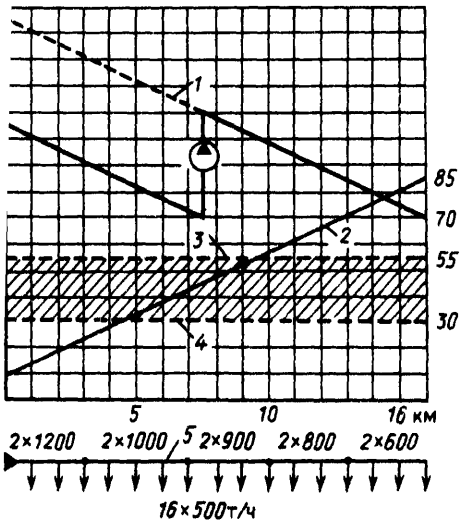
1, 2 – насосы; *3, 4* – обратные клапаны; *5* – регуляторы давления; *6* – диафрагмы к расходомерам; *7* – сбросное (предохранительное) устройство

График напоров в подающей магистрали на рис. 13.10 показан в двух вариантах: с насосной станцией на подающей линии и без нее. В данном случае насосы на подающей и обратной магистралях находятся в одной насосной станции, что значительно снижает стоимость сооружения зданий и всех инженерных коммуникаций.

Целесообразность установки насосов на подающей магистрали определяется сравнением дополнительных затрат на ее сооружение с экономией электроэнергии на перекачку теплоносителя. Экономия электроэнергии определяется главным образом соотношением расходов теплоносителя в насосной станции и источнике теплоснабжения. Чем это соотношение меньше, тем более выгодна при прочих равных условиях установка насосов на подающей магистрали.

В обычных условиях распределительные сети и тепловые пункты проектируются на те давления, которые имеют место в точках их присоединения в магистральных сетях (до сооружения сетей – по проектным данным, после сооружения – по эксплуатационным).

В тепловых сетях с большим радиусом действия перепады напоров в точках присо-



с. 13.11. Пьезометрический график тепловых сетей с ГТП (пример)

нения распределительных сетей различны могут колебаться в пределах от 25 до) м и более. Это приводит к затруднениям проектировании и присоединении потреби-ей (к необходимости установки стальной матуры, регуляторов давления и пр.). Кро-того, возрастает опасность гидравличе-их ударов и повышения давления в систе-х отопления из-за неправильных действий рсонала при переключениях. В то же время ижение диаметров труб распределитель-ых сетей из-за возможности принятия при расчете увеличенных потерь напора незна-тельно.

Поэтому при проектировании магист-льных сетей с ГТП возможно принять инаковый для всех распределительных се-й располагаемый напор. Зона напоров распределительных сетях на рис. 13.10 казана штриховкой. Как следует из с 13.10, давление в обратном трубопро-де устанавливается с помощью насосной анции. Наличие ГТП с насосами на братных линиях дает возможность отказа т такой насосной станции. Возможный ре-им напоров в магистральной сети и зона поров в распределительных сетях (заштри-ована) показаны на рис. 13.11.

3.5. Реконструкция тепловых сетей

Анализ большого количества эксплуати-уемых тепловых сетей крупных и средних ородов показывает, что под влиянием сни-

жения затрат на распределительные сети тепловых магистралей (диаметром 400 мм и выше) сооружалось излишне большое количество камер с ответвлениями к потребителям.

В эксплуатируемых сетях нередки случаи, когда на каждом километре магистрали имеется по 4–6 и более ответвлений диаметром от 50 до 200 мм при суммарной тепловой нагрузке 40–50 МВт.

Сооружение групповых пунктов с небольшой тепловой мощностью лишь в незначительной степени изменило указанное положение. Сооружение в крупных тепловых сетях ГТП на каждом небольшом ответвлении привело бы не только к большим затратам, но и к затруднениям в управлении тепловой сетью. Отсюда необходимость реконструкции сетей.

Основными принципами при реконструкции сетей должны быть экономические, для чего необходимо стремиться к сооружению ГТП с большой тепловой нагрузкой.

Для этого следует объединять ответвления с небольшими тепловыми нагрузками, сооружая на таком ответвлении общий пункт управления, а также объединять управление группами ГТП с небольшими тепловыми нагрузками.

Исключения должны составлять промышленные предприятия и крупные комплексы с режимом теплового потребления, резко отличающимся от необходимого для жилых зданий. Тепловые пункты этих предприятий и комплексов должны быть оборудованы по схемам, предусматривающим их эффективное регулирование.

Для обеспечения надежного теплоснабжения каждое ответвление к ГТП должно обеспечиваться двухсторонним питанием, для чего оно должно выполняться с обеих сторон секционных задвижек на магистралях.

При этом могут иметь место следующие варианты:

ГТП сооружается в непосредственной близости от камеры с секционными задвижками (в пределе даже совмещен с ней);

камера с секционными задвижками переносится к месту, выбранному для ГТП;

сооружается новая камера с секционными задвижками.

Для снижения стоимости сооружения сетей, объединяющих ответвления, ГТП целесообразно располагать на наиболее крупных ответвлениях, а также вблизи камер с секционными задвижками.

При возможности сооружения по нескольким вариантам выбор варианта должен производиться на основе технико-экономиче-

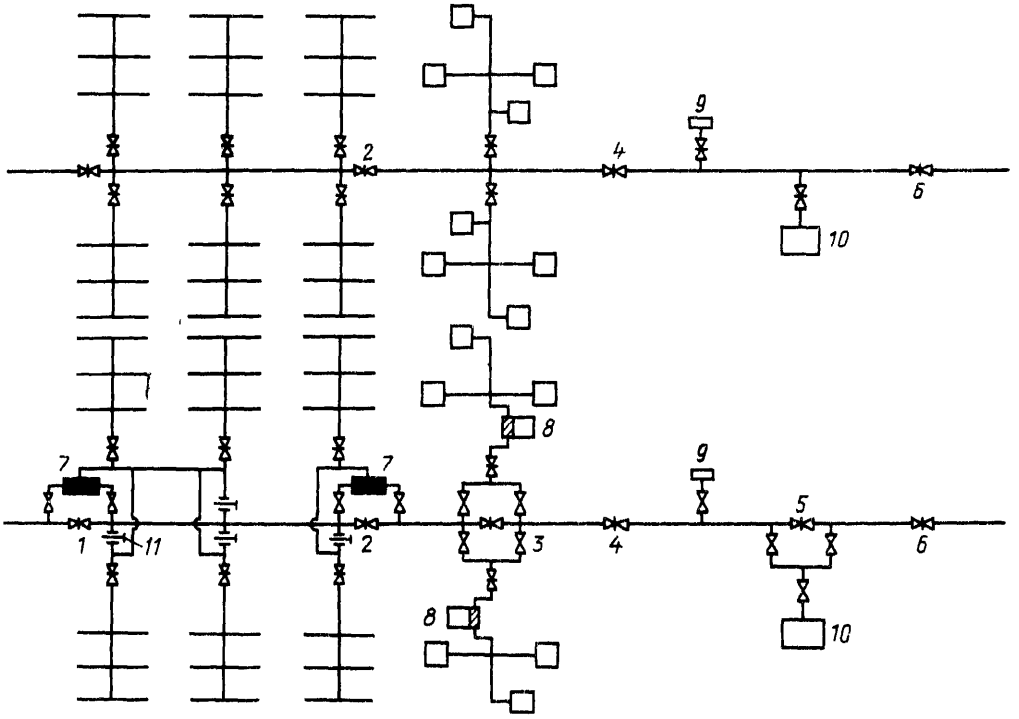


Рис. 13.12. Схема реконструкции участка магистральной сети (пример):

1–6 – секционные задвижки, *7* – вновь сооружаемые ГТП, *8* – объединение существующих ЦТП; *9, 10* – тепловые пункты промышленных предприятий, *11* – заглушки

ских соображений с обязательным учетом требований по защите от шума.

Возможные варианты размещения ГТП и задвижек показаны на рис. 13.12, на котором вверху изображена современная схема участка тепловой сети, внизу – схема его реконструкции. Как видно из рисунка вместо 10 ответвлений, находящихся в эксплуатации в настоящее время, предлагается оставить шесть. Для этого намечено:

сооружение двух ГТП в новых зданиях для объединения шести эксплуатируемых ответвлений;

сооружение двух ГТП в пристройках к существующим зданиям ГТП для управления режимом работы восьми эксплуатируемых мелких ГТП (см. далее); секционная задвижка устанавливается вновь;

реконструкция тепловых пунктов производственных предприятий *9* и *10*, причем исходя из назначения предприятия *10* обеспечивается двухстороннее подключение его к магистрали, для чего вновь устанавливается секционная задвижка 5.

В большинстве случаев объединение ответвлений предполагает прокладку дополнительных сетей параллельно эксплуатируемым магистралям.

В настоящее время в закрытых системах теплоснабжения групповые тепловые пункты сооружаются с четырехтрубными тепловыми сетями, но не имеют смесительных насосов, расходомеров и предохранительных сбросных устройств, что не позволяет им в полной мере выполнять все необходимые функции. К тому же большинство эксплуатируемых ГТП имеют незначительную тепловую нагрузку. Если в микрорайоне эксплуатируется несколько (3–4 и более) ГТП с небольшими тепловыми нагрузками, то, чтобы избежать оборудования каждого из них по полной схеме, возможно провести реконструкцию сети.

На рис. 13.13, *а* показаны в однолинейном изображении существующая тепловая сеть с ГТП и необходимая схема автоматизации каждого ГТП, на рис. 13.13, *б* приведена схема реконструкции. На головном участке распределительной сети в пристройке к зданию ГТП монтируется общий пункт

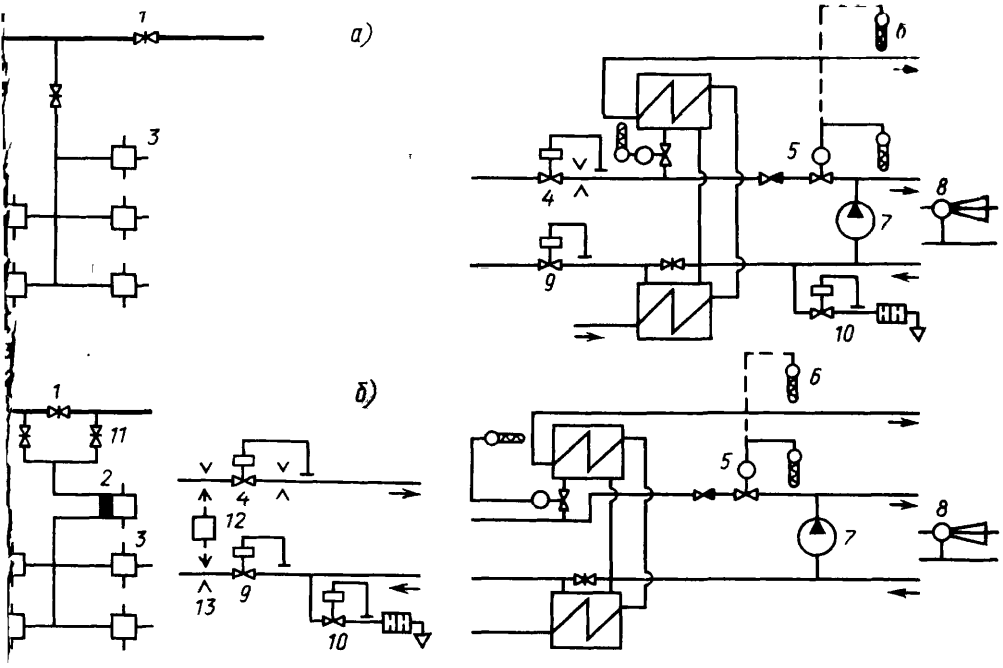


Рис. 13.13. Реконструкция существующих тепловых сетей жилого микрорайона с ЦТП:

а – существующие тепловые сети с намечаемой автоматизацией ЦТП; *б* – схема реконструкции; *1* – задвижка; *2* – ГТП; *3* – существующие ЦТП; *4* – ограничитель расхода; *5* – регулятор отопления с датчиком; *6, 7* – смесительные насосы, *8* – элеватор; *9* – регулятор давления, *10* – предохранительное сбросное устройство; *11* – задвижки для двухстороннего присоединения к магистрали; *12* – реле-сигнализатор утечки воды; *13* – к теплосчетчику

управления с регуляторами расхода и давления, реле утечки и сбросным устройством, общими для всей распределительной сети с пятью ЦТП. В каждом ГТП устанавливаются только смесительные насосы и регулятор температуры воды на отопление. Устройство общего пункта управления в данном случае позволяет в значительной мере упростить оборудование ЦТП и монтаж телемеханических систем управления и контроля.

В некоторых случаях плотная застройка городских кварталов не дает возможности сооружения отдельного здания для группового пункта управления. Основное затруднение создается при установке смесительных насосов, так как это увеличивает габариты здания ЦТП и требует отдаления от жилых зданий из-за шума.

В этих случаях следует рассмотреть варианты создания упрощенных ГТП без применения насосов. Отсутствие смесительных насосов, конечно, не дает всех указанных выше преимуществ, но позволяет организовать точное распределение циркулирующей воды (и контроль за ним), т. е. просто и точно провести наладку крупных тепловых сетей.

Создание крупных ГТП, решая вопросы управления магистральными сетями, не в полной мере обеспечивает надежное теплоснабжение каждого потребителя внутри группы за ГТП. Для повышения качества теплоснабжения от ГТП необходимо:

обеспечивать каждую систему горячего водоснабжения надежно работающим терморегулятором;

проводить наладку распределительной тепловой сети за ГТП.

Наладка тепловой сети значительно упрощается, если сеть обладает высокой гидравлической устойчивостью.

Сооружение ГТП должно проводиться по магистралям – начиная от головных участков к конечным.

Первоочередными объектами при сооружении ГТП должны являться магистрали, которые соединяют ТЭЦ с другими источниками теплоснабжения (ТЭЦ или районные

котельные), совместная работа с которыми на общие тепловые сети предусматривается, а также магистрали, по которым намечается увеличение диаметров труб из-за появления дополнительных потребителей.

В первом случае обеспечивается возможность теплоснабжения каждого ГТП от любого из источников, соединенных общей магистралью. Во втором снижается подача теплоносителя присоединенным потребителям, что и дает возможность подключения за этот счет новых потребителей. При наличии ГТП (со смесительными насосами) для увеличения пропускной способности магистралей может быть изменен график температур подаваемой воды.

Сооружение ГТП целесообразно при сооружении новых микрорайонов, а также при подключении новых объектов или увеличении тепловой нагрузки эксплуатируемых зданий в микрорайонах старой (существующей) застройки, что исключает необходимость перекладки действующих магистралей.

При сооружении ГТП в действующих сетях могут иметь место два характерных случая:

присоединение к магистральной сети вновь строящегося микрорайона;

сооружение ГТП на действующей двухтрубной тепловой сети.

В первом случае возможно применение новых схем распределительных сетей. Выбор должен производиться по технико-экономическим соображениям с учетом эксплуатационных и других местных условий.

В закрытых системах теплоснабжения более сложным является второй случай. Здесь возможна либо прокладка третьей трубы к МТП (для присоединения подогревателей горячего водоснабжения), либо автоматизация всех систем отопления.

Однако наличие смесительных насосов в ГТП может, помимо управления режимом всей тепловой сети, обеспечить определенную экономию теплоты и значительно снизить перегрев отапливаемых зданий при положительных температурах наружного воздуха.

Многообразие местных условий не дает возможности применять в данном случае какие-то типовые решения, поэтому ниже рассмотрены в качестве примера лишь два варианта решения.

В одном случае ГТП располагается в подвале ближайшего здания (рис. 13.14), в другом – в специально сооружаемой камере с надземным павильоном. В обоих случаях принципиальная схема трубопроводов должна включать установку головных задвижек с электроприводом, регулятора перепада

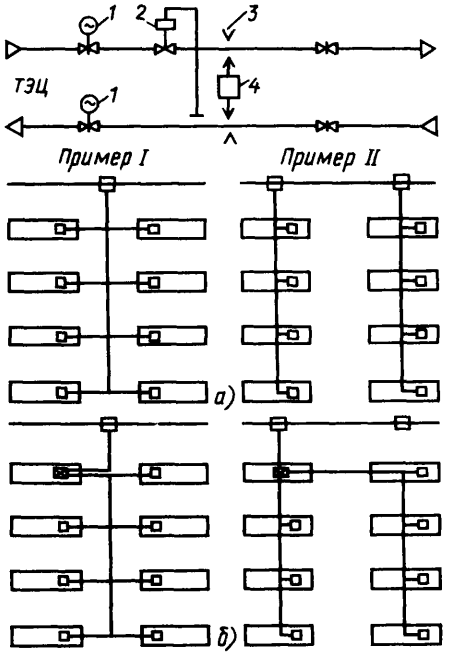


Рис. 13.14. Схемы реконструкции распределительной тепловой сети (два примера):

а – существующие схемы сетей, *б* – после реконструкции; *1* – задвижки с электроприводом, *2* – регулятор перепада давлений; *3* – измерительная диафрагма к расходомеру; *4* – реле-сигнализатор утечки воды

давлений на подающем трубопроводе и измерительной диафрагмы с расходомером на обратной трубе. Диспетчер тепловой сети должен иметь возможность контроля за параметрами теплоносителя и управления головными задвижками.

Независимо от места размещения пункта управления – подвал или камера – должны быть обеспечены элементарные условия для доступа персонала к установленному оборудованию для осмотра, профилактики и ремонтных работ. Для этого необходимо, чтобы помещение имело достаточные габариты, было сухим и защищено от проникновения грунтовой, верховой и другой воды, иметь удобный вход, искусственное освещение и пр. В соответствии с этим выделенное помещение должно быть отделено от остального подвала, иметь самостоятельный вход, входы трубопроводов должны быть замоноличены либо иметь сальниковые устройства.

Подземные камеры должны иметь надземные павильоны, сплошную гидроизоля-

цию подземной части и сальниковое уплотнение мест входа и выхода трубопроводов

Укрупнение тепловых пунктов является лишь одной частью работ по реконструкции действующих сетей. Второй частью их должно быть выполнение работ по обеспечению надежного резервирования потребителей, т. е. ГТП. Программа расчета сети СОСНА позволяет учитывать и фактически выполненную схему магистральных сетей

Глава четырнадцатая

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТРАСС ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

14.1. Выбор трасс на стадии разработки схем

Проектирование трасс магистральных тепловых сетей должно увязываться с условиями как сложившегося комплекса застройки и подземного хозяйства города, так и перспективами его дальнейшего развития. Принципиальное направление трасс магистральных тепловых сетей должно выбираться на стадиях разработки генеральной схемы централизованного теплоснабжения города или схем тепломагистралей от проектируемых источников теплоты (ТЭЦ, АСТ, районных котельных). Это позволяет увязывать строительство тепломагистралей со строительством городских инженерных сооружений по трассе, их размещением и сроками осуществления, поскольку отраслевыми организациями городского хозяйства также разрабатываются схемы развития объектов дорожно-транспортного, водопроводно-канализационного, энергетического и газового хозяйства, а также общих коллекторов для подземных коммуникаций (трубопроводов и кабелей различного назначения)

Трассы магистральных тепловых сетей при разработке схем устанавливаются по имеющимся топографическим картам различного масштаба с нанесенными на них реками, оврагами, лугами, заболоченными местами, лесом, сельскохозяйственными угодьями, железными и автомобильными дорогами, городскими проездами и пр. На стадии разработки схем для оценки геологической и гидрогеологической характеристики районов прохождения трассы используются архивные материалы изысканий прошлых лет по параллельно проходящим линейным сооружениям (дороги, коммуникации ГЭП и др.)

В схемах определяются начальные (ТЭЦ, районная котельная) и конечные точки тепломагистралей и их примерные диаметры по участкам, исходя из месторасположения объектов теплоснабжения, их теплового потребления, требований резервирования и др

14.2. Инженерные изыскания

Для проектирования тепловых сетей необходимы исходные данные, определяющие: топографические условия местности, характер планировки и застройки городских районов; размещение надземных и подземных инженерных сооружений и коммуникаций; характеристику свойств грунтов и глубину их залегания; режим и физико-химические свойства подземных вод и др. Получение этих данных является задачей инженерных изысканий

Инженерные изыскания включающие инженерно-геологические работы, выполняются специализированными организациями или нередко отделами изысканий проектных институтов, ведущих проектирование тепловых сетей. Инженерные изыскания проводятся в соответствии с разработанной программой параллельно с проектированием объекта, а отдельные виды работ — в период строительства и эксплуатации

Производство натурных инженерных изысканий в городских условиях связано со значительными трудностями из-за наличия капитальных зданий, дорожно-транспортных сооружений, подземной сети коммуникаций и пр. В то же время выполнение изысканий в районах существующей застройки, где построены надземные и подземные сооружения, значительно облегчается использованием имеющихся геодезических и геологических материалов (карт, планов, отчетов исследований), что сокращает объем работ и их стоимость. В городах, имеющих централизованный геофонд, материалы геосъемки тщательно корректируются и дополняются

При проектировании тепловых сетей на территории сложившихся городских районов топографическую съемку обычно не произ-

водят, используя имеющиеся архивные геодезические материалы и готовые планы, снятые при строительстве ранее построенных объектов. Эти материалы должны быть откорректированы путем съемки и нанесения вновь построенных зданий и сооружений, а также подземных коммуникаций. Для съемки коммуникаций используются колодцы и производятся раскопки для определения их высотного положения. Для обнаружения силовых и телефонных кабелей, водопроводных и газовых сетей применяются кабеле- и трассоискатели.

Наибольший объем инженерных изысканий по трассе тепловых сетей выполняется обычно на их транзитных, головных участках, проходящих по пригородной территории (при размещении ТЭЦ на периферии города).

Инженерно-геологические изыскания по трассе магистральных тепловых сетей должны выявить физико-механические свойства грунтов и условия их залегания, режим и физико-химические свойства подземных вод, положение их уровня по сезонам года. Состав и объем этих изысканий определяется степенью изученности данного района.

Основным средством геолого-технической разведки является бурение скважин и шурфование. При спокойном рельефе местности и отсутствии на поверхности признаков изменения характера грунтов закладываются шурфы глубиной 3 м или скважины глубиной 3–4 м из расчета 3–5 закладок на километр трассы. Для проекта проходных туннелей и коллекторов скважины бурят через каждые 50 м. В случае обнаружения в шурфах или скважинах грунтовых вод замеряется их статический уровень и тщательно обследуется характер водоносных грунтов, их мощность и напластование, а также характер и мощность подстилающего водоупорного слоя.

В местах пересечения трассой рек, ручьев, прудов, оврагов скважины закладываются на расстоянии 20–30 м друг от друга в зависимости от ширины пересекаемых препятствий. Глубина же скважины в таких местах должна быть не менее 3 м, считая от дна водоема. Скважины, заложенные в начале, середине и в конце участка трассы, должны быть такой глубины, чтобы они входили в материковый грунт не менее чем на 1 м.

В процессе инженерных изысканий производится бурение геологических скважин для отбора образцов грунта, которые исследуются лабораторным путем, и геологических скважин для изучения свойств и режима подземных вод. Анализы проб воды могут производиться как в стационарных лабораторных условиях, так и с использованием походных полевых лабораторий. Основной целью анализов воды является оценка ее агрессивности к бетону и металлу.

Для качественного проектирования тепловых сетей важное значение имеет знание фактических гидрогеологических условий трассы: глубины залегания, режима и физико-химических свойств грунтовых вод. Эти условия определяют необходимость и методы защиты конструкций теплопроводов от затапливания в период эксплуатации (дренаж, гидроизоляция) и характер мероприятий для осушения траншей и котлованов при строительстве (водоотлив, водопонижение, замораживание грунта и пр.).

Гидрогеологические условия трассы по существу являются основным критерием для выбора способа и линейных конструкций прокладки тепловых сетей. Исходя из этого, следует обращать особое внимание на достоверность собранных и полученных в результате инженерно-геологических изысканий данных по гидрогеологической характеристике района прохождения трассы тепловых сетей. Ошибки, допущенные в оценке гидрогеологических условий трассы, обычно приводят к неправильному выбору конструкций подземной прокладки теплопроводов и в результате – к их порче и коррозионному разрушению в короткие сроки эксплуатации.

В состав инженерных изысканий при проектировании тепловых сетей по отдельному заданию автора проекта включаются обследования фундаментов зданий и сооружений, пересекаемых или близко расположенных к трассе тепломагистрали. Целью этих обследований является определение конструкции фундаментов сооружений, их глубины и характера грунтов основания. На основании полученных данных принимаются решения о необходимости и методах предохранения зданий и сооружений от просадки и повреждений как в период строительства тепловых сетей, так и в период их эксплуатации при возможном аварийном повреждении.

Обследование фундаментов сооружений производится путем шурфования. Одновременно с этим автором проекта должны быть изучены сохранившиеся исполнительные чертежи сооружения и зафиксированы обнаруженные деформации и дефекты его конструкции, возникшие в период эксплуатации.

14.3. Проектирование трассы в плане и профиле

[illegible]

проекта и рабочих чертежей, для чего в качестве подосновы используются геодезические планы в масштабах 1 2000 1 1000 или 1 500 с нанесенными на них красными линиями существующей и перспективной застройки городской территории и подземными коммуникациями, а также данные проведенных инженерных изысканий в районе прохождения трассы Проектирование трассы магистрального трубопровода и последующее согласование ее с городскими организациями может быть значительно облегчено при условии предварительного составления архитектурно-планировочного задания на строительство тепломагистрали Архитектурно-планировочное задание выполняется городской проектно-планировочной организацией или проектным институтом, проектирующим тепломагистраль, и утверждается архитектурно-планировочным управлением (отделом) горисполкома

В архитектурно-планировочном задании намечаются рекомендуемые для детальной проработки варианты трассы, устанавливаются основные условия использования городской территории с учетом характера существующей и перспективной застройки, указываются красные линии, отметки вертикальной планировки, поперечные профили проектируемых проездов с размещением подземных инженерных коммуникаций

Трасса тепломагистрали, наносимая на топографический план, выбирается по кратчайшему направлению между начальной и конечной ее точками с учетом обхода труднопроходимых территорий и различных препятствий Вследствие этого приходится отклоняться от прямой линии для обхода озер, прудов рек глубоких оврагов, заболоченных участков и мест пересечения железных и автомобильных дорог, если это потребует выполнения сложных и дорогостоящих переходов типа протяженных мостов, эстакад или тоннелей щитовой проходки Отклонение трассы от кратчайшего направления может также вызываться наличием существующих или запроектированных и намеченных к строительству в ближайшее время инженерных сооружений (мостов тоннелей дамб и пр) которые могут быть использованы в качестве переходов для прокладки теплопроводов через водные преграды и транспортные магистрали Отдельные участки трассы могут быть намечены в плане в нескольких вариантах из которых в дальнейшем будет выбран путем детального обследования и выполнения инженерных изысканий окончательный вариант, наиболее экономичный и легко выполнимый в строительстве

При нанесенной на план трассе производится рекогносцировочное обследование ее в натуре и уточнение с разбивкой и закреплением основных точек на местности Окончательная корректировка трассы выполняется по результатам полевых инженерных изысканий с учетом требований всех согласовывающих заинтересованных организаций и утверждающих инстанций

Выбранная в плане трасса должна быть привязана к существующим постоянным точкам (знакам государственной сети и полигонометрии) красным линиям, капитальным зданиям и сооружениям или другим предметам на местности Привязка трассы производится камерально но в отдельных случаях требуется выполнение контрольных измерений в натуре

Принимаемые расстояния трассы тепловых сетей до других сооружений и параллельно проложенных коммуникаций должны обеспечивать сохранность этих сооружений и коммуникаций как при строительстве, так и в период эксплуатации Минимальные расстояния в плане от конструкции тепловых сетей до сооружений и инженерных сетей приведены в СНиП 2 04 07-86

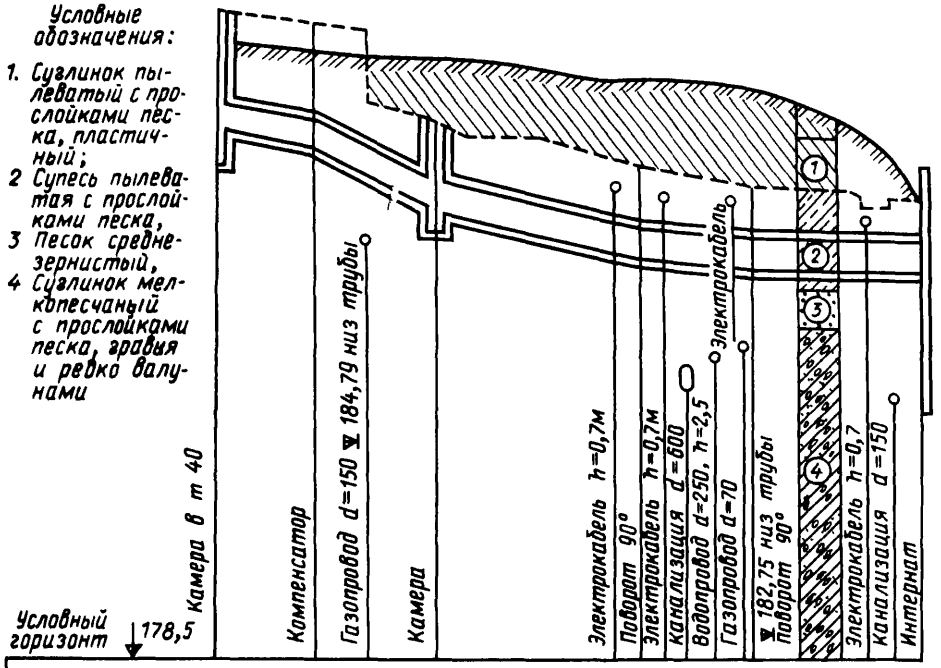
Трасса тепловых сетей в городах должна размещаться преимущественно в отведенных для инженерных сетей технических полосах параллельно красным линиям улиц, дорог и проездов вне проезжей части и полосы древесных насаждений

Допускается при обосновании трассу тепловых сетей предусматривать под проезжей частью улиц и дорог и под тротуарами, а также в зеленых зонах, не имеющих древесных насаждений (под газонами) Трассу тепловых сетей под проезжей частью дорог и улиц рекомендуется прокладывать в крайних полосах (рис 14 1)

В случае невозможности размещения тепловых сетей по существующим городским улицам и проездам из-за наличия большого количества других подземных коммуникаций их трасса выбирается по территории кварталов и микрорайонов где теплопроводы могут прокладываться по проездам, не имеющим капитального дорожного покрытия, тротуарам и зеленым зонам

Диаметры трубопроводов прокладываемых в кварталах и микрорайонах по условиям безопасности следует выбирать не более 500 мм, а их трасса не должна проходить в местах возможного скопления населения (спортплощадки, скверы, дворы общественных зданий и др)

Тепловые сети, предназначенные для теплоснабжения новых промышленных районов, должны размещаться по проездам и



Номера точек		40	245		246		247				248	249		250
Отметки	Красные	188,50	188,10		186,30		185,45	185,40	185,30	185,0	185,15	184,90		184,45
	Черные	188,10	187,75		187,30		186,55	186,14		186,50	186,40			185,50
	Верх канала	187,46	186,75		185,30		184,25	184,14	184,10	183,84	183,73	183,70		183,68
	Дно траншеи	186,81	186,10		184,65		183,49		183,34 / 183,28	183,19	189,08			183,03
Глубина выемки грунта		1,29 (1,69)	1,65	(2,0)	2,65	(1,65)	3,05		(1,9)	3,3	(1,8) 3,3	(2,05)		2,47
Отметки оси трубы		187,15	186,44		184,99		183,81			183,51	183,40			183,35
Горизонтальное расстояние		16,0		17,0		31,0			20,0		7,5	18,0		
Длина / Уклон		16,0 / 0,044		17,0 / 0,085		31,0 / 0,0375			27,5 / 0,0149			18,0 / 0,003		
План трассы трубопроводов										н.0		н 0		
Углы поворота							90°			90°				
Тип прокладки		В бетонном канале												
Покрытие		Земля												

Рис 14 1 Пример размещения подземных сетей на магистральной улице (поперечный профи ь)

I – тротуар, *II* – газон, *III* – проезжая часть, *4* – электрокабели *5* – газопровод *6 – 7* – водосток, *8* – канализационный коллектор *9* – общий коллектор, *10* – теплосеть, *11* – теплосеть в канале

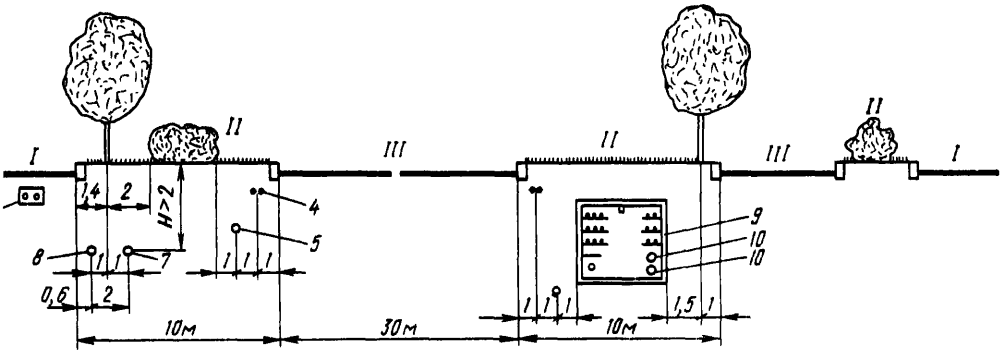


Рис. 14.2. Продольный профиль тепловой сети

проектироваться в комплексе с другими инженерными подземными сетями с учетом сроков выполнения дорожно-строительных работ.

Трасса тепловых сетей, проходящая по площадкам предприятий, должна предусматриваться вне проезжей части дорог в специально отведенных технических полосах, совместно с трассой технологических трубопроводов. Допускается пересечение тепловыми сетями производственных и вспомогательных зданий промышленных предприятий с прокладкой их по стенам зданий, фермам, колоннам и т. п.

На вновь осваиваемых территориях города, отводимых под жилую и другую застройку, размещение трассы тепловых сетей также решается в увязке с трассами других подземных коммуникаций с учетом комплексного их сооружения.

При размещении магистральных тепловых сетей (любых конструкций) совместно с другими инженерными сетями в одной траншее высотное положение трубопроводов в поперечном сечении технической зоны или проезда должно превышать высотное положение трубопроводов водостоков и канализации, чтобы обеспечить незатопляемость трубопроводов в период строительства и эксплуатации. Также следует учитывать последовательность и сроки выполнения дренажных устройств и отводящих водостоков, готовность которых должна опережать приемку и ввод в эксплуатацию строящихся тепловых сетей.

При комплексном проектировании подземных инженерных сетей необходимо увязывать их взаимное положение таким образом, чтобы трубопроводы в плане и профиле сохраняли прямолинейность в местах пересечения с трубопроводами канализации, водостоков, водопровода и газа, а также с электрическими и телефонными кабелями.

По выбранной в плане трассе тепловой сети составляется продольный профиль (масштаб: горизонтальный – 1 : 500, вертикальный – 1 : 50) по данным геодезических изысканий с указанием всех подземных сооружений, пересекаемых трассой. На продольный профиль наносится геологический разрез по отчетным данным инженерно-геологических изысканий, а также даются абсолютные отметки: поверхности земли, вертикальной планировки, уровня грунтовых вод, подземных коммуникаций и прочих пересекаемых сооружений.

При проектировании продольного профиля прокладки трубопроводов (см. гл. 15) в профиле показываются принятые уклоны трубопроводов тепловых сетей между основными точками трассы, отметки оси трубопроводов, места размещения камер, неподвижных опор, ниш компенсаторов, дренажных колодцев и пр. (рис. 14.2).

Уклон труб тепловых сетей независимо от направления движения теплоносителя должен быть не менее 0,002. На отдельных участках (при пересечениях, прокладке по мостам и т. п.) допускается принимать прокладку трубопроводов без уклона.

Заглубление тепловых сетей от поверхности земли или дорожного покрытия должно приниматься не менее:

до верха перекрытий каналов и туннелей	0,5 м
до верха перекрытий камер . . .	0,3 м
до верха оболочки бесканальной прокладки	0,7 м

При построении продольного профиля тепловых сетей должны учитываться наименьшие допустимые расстояния по вертикали (в свету) от наружных граней строительных конструкций прокладки трубо-

проводов до пересекаемых сооружений и инженерных сетей по СНиП 2.04.07-86.

Тепловые сети при пересечении с сетями канализации, водопровода, водостоков и газопроводов должны располагаться, как правило, над этими сетями. При расстоянии от основания конструкций тепловых сетей до верха пересекаемых трубопроводов 300 мм и менее (в свету), а также при расположении тепловых сетей под ними прокладка сетей канализации, водопровода, водостоков и газопроводов должна предусматриваться в футлярах (трубах), выведенных за пределы наружных габаритов тепловых сетей не менее чем на 2 м в каждую сторону.

Профиль трассы в обычных климатических условиях (в районах с сезонным промерзанием грунта) проектируется с наименьшим заглублением тепловых сетей от поверхности земли, без учета глубины промерзания грунта, поскольку это снижает объем земляных работ и стоимость строительства, облегчая разрытие трубопроводов при их ремонте в период эксплуатации.

Малое заглубление тепловых сетей имеет существенное значение при их подземной прокладке в неблагоприятных гидрогеологических условиях, а именно расположение конструкций трубопроводов выше уровня грунтовых вод позволяет отказаться полностью или частично от проведения сложных мероприятий по их защите от затапливания (устройство попутного дренажа, отводящих водостоков, гидроизоляции каналов и пр.).

В исключительных случаях может допускаться полуподземная прокладка тепловых сетей в каналах при неполном заглублении их в грунт, с обвалованием выступающей верхней части канала насыпным грунтом.

При составлении продольного профиля трассы должны быть выявлены участки подземных тепловых сетей, расположенные в непосредственной близости к существующим зданиям и сооружениям, фундаменты которых заложены выше основания проектируемых конструкций трубопроводов и могут быть повреждены при строительстве и эксплуатации.

Следует учитывать, что соблюдение наименьших допустимых расстояний по горизонтали между тепловыми сетями и сооружениями еще не может гарантировать в любом случае сохранность последних. Размещение трассы на этих участках как в плане, так и в профиле может быть окончательно принято только после решения вопроса о проведении необходимых мероприятий, исключающих осадку и повреждения смежных сооружений (подводка фундаментов, сооружение подпорной стенки, устройство креплений).

Исходные данные для разработки этих мероприятий должны быть получены в результате обследования сооружений и выявления гидрогеологических характеристик грунтов основания.

Низшие точки в продольном профиле при подземной прокладке тепловых сетей следует размещать в таких местах, где можно осуществить самотечный отвод воды из трубопроводов, каналов и камер и из сети попутного дренажа в ливневую канализацию или водоемы.

Возможность отвода воды в водоемы общественного пользования определяется санитарными правилами. Если в пониженной точке продольного профиля не предусматривается устройство камеры для размещения оборудования тепловой сети, то в этом месте выполняется колодец для удаления случайной воды из канала с выпуском в ливневый сток.

По территории, не подлежащей застройке, должна предусматриваться преимущественно надземная прокладка тепловых сетей, конструктивное решение которой выбирается в зависимости от условий рельефа и гидрогеологии местности, а также диаметра трубопровода.

Надземная прокладка рекомендуется в случае прохождения трассы по местности с неспокойным рельефом, наличием оврагов и небольших водотоков и при неблагоприятных гидрогеологических условиях, характеризующихся высоким уровнем грунтовых вод или залеганием илистых, просадочных и набухающих, а также вечномерзлых грунтов.

В указанных условиях подземная прокладка тепловых сетей не может обеспечить их долговечности и надежности и требует проведения целого ряда мероприятий, удорожающих строительство (уплотнение просадочных грунтов, закрепление их способами цементации и силикатизации, осушение и др.).

Особенно целесообразна надземная прокладка тепломагистралей большого диаметра, трасса которых может быть выбрана вдоль автомобильных и железных дорог и в коридорах высоковольтных линий электропередач, в просеках лесных насаждений и т. п.

В качестве конструктивного решения надземных магистральных тепловых сетей могут быть приняты их прокладки на низких или высоких отдельно стоящих опорах и эстакадах (см. гл. 16).

14.4. Пересечение естественных препятствий и искусственных сооружений

Одним из существенных факторов, влияющих на выбор трассы магистральных тепловых сетей, является решение вопросов, связанных с определением места способа и конструкции переходов их через встречающиеся естественные или искусственные препятствия, такие как водные преграды транспортные и другие сооружения

Проработка этих вопросов обычно включает камеральную проработку выбора места перехода на плане в нескольких вариантах, натурные инженерные изыскания, согласование с заинтересованными организациями, выбор окончательного варианта на основании их технико-экономического сравнения

Места переходов через овраги и водотоки (небольшие реки, ручьи) выбираются на прямолинейных их участках с устойчивыми, хорошо задернованными склонами (уклон не более 10–15°) Не рекомендуется проложение трассы по оползневым участкам и косогорам

Способ прокладки трубопроводов на пересечении оврагов и водотоков, как правило, принимается надземным, если это не противоречит архитектурно-планировочным требованиям В качестве конструктивного решения может быть принята прокладка на низких опорах или отдельно стоящих мачтах с использованием самонесущей способности труб

Переходы магистральных тепловых сетей через значительные водные преграды (реки каналы озера и пр) проектируются надводными или подводными в зависимости от рельефа местности гидрогеологии, условий строительства и эксплуатации и пр Створы надводных и подводных переходов должны располагаться на прямолинейных участках рек под прямым углом, в наиболее узких местах с устойчивыми берегами

Створы переходов магистральных трубопроводов через крупные водные преграды выбираются в увязке с решением вопросов о способе строительства и конструкции перехода (мост, туннель) Проектные решения по переходу (выбор створа, конструкция метод строительства) должны быть согласованы с соответствующими бассейновыми управлениями речного флота, органами по регулированию, использованию и охране рыбных запасов

Практика проектирования и строительства переходов тепломагистралей через реки в городских условиях указывает на преимущество подводных туннелей перед мостовыми переходами поскольку они не препятствуют судоходству, не нарушают их бытового режима и не противоречат архитектурно-планировочным требованиям

При выборе места расположения подводного туннеля в городе должны учитываться топографические условия, характер планировки и застройки береговых участков, которые могут определять конструкцию и способ строительства туннеля Мостовые переходы могут находить применение при пересечении небольших рек и водоемов, расположенных на незастраиваемой территории города, как требующие меньших капитальных затрат и более простые в строительстве и эксплуатации

Наиболее часто тепломагистрали пересекаются с железными и автомобильными дорогами Трассу переходов через железные дороги целесообразно выбирать на прямолинейных участках под прямым углом но не менее 60° в насыпи или неглубокой выемке Не рекомендуется размещение створа перехода на участке станционных путей, в местах с неблагоприятными гидрогеологическими условиями с залеганием плывунных, пучинистых грунтов Предварительно может быть намечено несколько вариантов расположения створа перехода тепломагистрали, из которых выбирается основной вариант по согласованию со службами управления железной дороги При этом одновременно определяются способ выполнения перехода (надземный, подземный) и принципиальное конструктивное решение

Следует учитывать что по условиям надежной и долговечной работы тепломагистрали мостовой переход имеет значительное преимущество по сравнению с подземным, при котором трубопроводы могут находиться под воздействием вредных факторов грунтовой среды и труднодоступны для осмотра и ремонта в период эксплуатации Поэтому подземные переходы тепловых сетей должны проектироваться только в случае недопустимости сооружения мостового перехода по градостроительным соображениям, из-за нарушения нормальных условий эксплуатации железной дороги или трудности производства строительных работ

При выборе места подземного перехода необходимо тщательное изучение гидрогеологических условий, которые в значительной степени определяют методы производства работ и конструктивные решения перехода

При подземном пересечении тепловыми сетями железных дорог наименьшие рас-

стояния по горизонтали в свету должны приниматься:

до стрелок и крестовин железнодорожного пути и мест присоединения отсасывающих кабелей к рельсам электрифицированных железных дорог	10 м
до стрелок и крестовин железнодорожного пути при пучинистых грунтах	20 м
до мостов, труб, туннелей и других искусственных сооружений на железных дорогах	30 м

Выполнение подземного перехода в виде железобетонных сборных или монолитных каналов проходного и полупроходного сечения под железнодорожными путями при открытом способе проведения работ связано с ограничением скорости и перерывом движения поездов и, как правило, не может быть допущено на железнодорожных магистралях I, II, III категории. Поэтому переходы трубопроводов в каналах могут найти ограниченное применение при пересечении подъездных и соединительных путей на станциях, где при открытом способе производства работ может быть допущен перерыв в движении поездов.

Применение открытого способа работ не следует допускать при глубине траншеи более 4 м и наличии высокого уровня грунтовых вод, что требует организации постоянного водоотлива, устройства шпунтового ограждения и пр.

Наиболее распространенным видом подземного перехода тепловых сетей при пересечении железнодорожных путей является прокладка трубопроводов закрытым способом в стальных футлярах, продавливаемых в теле земляного полотна при помощи домкратных установок. Этим способом могут быть проложены с ручной разработкой грунта стальные футляры из труб наружным диаметром 820—1720 мм практически в любых грунтах, за исключением скальных, на длине до 50 м. Однако переходы в футлярах могут обеспечить долговечную и безаварийную эксплуатацию как самих трубопроводов, так и пересекаемых железнодорожных путей только при условиях:

применения для трубопроводов труб с эффективным антикоррозионным покрытием;

защиты стальных футляров снаружи и внутри покрытием из полимерных материалов;

контроля всех монтажных соединений трубопроводов физическими методами,

обеспечения полной незатопляемости футляров в период эксплуатации путем организации постоянного водоудаления, устройства сальников в концевых частях футляров и пр.

Как показывает опыт эксплуатации переходов теплопроводов, проложенных в футлярах, указанные условия часто не выполняются, что приводит к аварийным коррозионным повреждениям трубопроводов и нарушению железнодорожного пути. Особенно распространенным дефектом действующих переходов в футлярах является их затопляемость грунтовыми водами, проникающими в межтрубное пространство со стороны концевых участков футляров, когда не обеспечено самотечное водоудаление из камер тепловой сети. Следует отметить, что искусственное водоудаление из футляров при помощи насосных установок себя, как правило, не оправдывает, так как бесперебойная их работа практически не осуществима из-за необходимости постоянного обслуживания.

Таким образом, главным условием для применения переходов тепловых сетей в футлярах является возможность выполнения требований по защите их от затапливания путем самотечного водоудаления, герметизации межтрубного пространства и прилегающих конструкций тепловых сетей (камер и каналов).

При благоприятных гидрогеологических условиях прокладка трубопроводов в футлярах при заглублении их верха от подошвы рельсов 2,5—4,0 м является технически и экономически целесообразной.

Наиболее совершенным видом переходов под железнодорожными путями являются туннели круглого сечения, сооружаемые закрытым способом при помощи механизированных щитов. Преимущество туннельных переходов состоит в том, что трубопроводы, проложенные в них, доступны для осмотра и ремонта. При этом в туннеле могут быть проложены совместно с трубопроводами другие коммуникации (кабели, водопровод), что позволяет сократить общее число переходов отдельно. В то же время туннельные переходы являются наиболее дорогостоящими (в 3—4 раза дороже линейных конструкций каналов) и требуют постоянного обслуживания, без которого не может быть обеспечена их надежная и безопасная эксплуатация.

Туннельные переходы должны быть оборудованы электроосвещением, вентиляцией, средствами водоудаления и связи, а в ряде случаев сигнализацией загазованности. При большом заглублении (более 10 м) туннели должны быть оборудованы механиче-

скими устройствами (лифты) для подъема персонала и материала (с двух сторон)

Организация обслуживания указанного оборудования и устройства на отдельных обособленных участках туннелей представляет значительные трудности и требует содержания специального эксплуатационного персонала городских организаций и железных дорог (технический надзор) Поэтому решение о сооружении туннельного перехода должно приниматься по данным натурных инженерно-геологических изысканий с учетом требований служб эксплуатации тепловых сетей и железной дороги

При выборе места пересечения тепловых сетей с железными дорогами необходимо избегать участки земляного полотна, сложенные из пучинистых грунтов, поскольку в зимний период верхнее строение пути будет подвергаться просадкам под влиянием теплового воздействия трубопроводов Во избежание деформации земляного полотна и просадок железнодорожного пути следует принимать заглубление верха туннелей и футляров от подошвы рельсов не менее 2,5 м Переходы тепловых сетей на пересечении автомобильных дорог выполняются подземными и редко – надземными с размещением их в местах прямолинейных участков дорог, проходящих в насыпях или в нулевых отметках Угол пересечения принимается близким к прямому, но не менее 60°

Переходы через автодороги необходимо проектировать с учетом обеспечения безопасности движения транспорта в период производства строительных работ и их эксплуатации предохранения земляного полотна от размыва при авариях теплопроводов

Надземные переходы выполняются в виде полупроходных и проходных каналов при открытом способе производства работ и в виде стальных футляров при закрытом (бестраншейном) способе строительства

Выбор способа проведения работ зависит от интенсивности движения транспорта, категории автодороги типа дорожного покрытия, гидрогеологических условий и других местных условий Открытый способ может быть принят при возможности объезда места работ путем строительства перехода отдельными участками что выполнимо при значительной ширине проезжей части

Принципиальные соображения по выбору способа и конструктивных решений подземных переходов, приведенные применительно к пересечениям тепловыми сетями железных дорог, остаются в силе и для переходов через автодороги, а также городских проездов и улиц

Надземные переходы через автомобильные дороги не находят значительного применения при прокладке городских водяных тепловых сетей, главным образом, по архитектурно-планировочным соображениям Однако с точки зрения надежности и долговечности трубопроводов прокладка их по мостовым переходам является наилучшим решением Поэтому при выборе места и способа пересечения автодорог следует в первую очередь рассмотреть возможность осуществления надземного перехода

14.5. Выбор оптимального варианта трассы

Если трасса магистральной тепловой сети намечена в нескольких конкурентоспособных вариантах, то из них выбирается оптимальный путем сравнения технико-экономических или других показателей суммарных приведенных затрат, металловложений, сроков строительства, надежности и др Универсальным показателем являются суммарные приведенные затраты Оптимальному варианту, в частности, соответствуют

минимум металловложений (кратчайшая трасса),

минимум трудовых затрат при сооружении тепломагистрали (благоприятные гидрогеологические и другие условия местности),

минимальный срок строительства (отсутствие сооружаемых туннельных, мостовых переходов),

максимум использования существующей технологии строительства (машин и механизации),

надежность эксплуатации (наибольший срок службы и др)

При выборе варианта на отдельных участках трассы достаточно ограничиться сравнением капитальных затрат по вариантам, если их показатели равнозначны

Для магистральных тепловых сетей первостепенное значение имеют долговечность и надежность, зависящие от конструктивных решений линейной прокладки теплопроводов в конкретных гидрогеологических условиях трассы Поэтому выбор оптимального варианта по минимуму капитальных затрат может быть обоснованным только в случае, когда конструкции прокладки теплопроводов в сравниваемых вариантах равноценны по условиям долговечности и надежности Так, например, нельзя отдавать предпочтение варианту трассы с бесканальной прокладкой теплопроводов перед вариантом с прокладкой их в каналах (менее экономичному, но более надежному) при неблагоприятных гидрогеологических условиях

Глава пятнадцатая

ВЫБОР СПОСОБА ПРОКЛАДКИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Тепловые сети по способу прокладки делятся на подземные и надземные (воздушные). Подземная прокладка трубопроводов тепловых сетей выполняется: в каналах непроходного и полупроходного поперечного сечения, в тоннелях (проходных каналах) высотой 1,8 м и более, в общих коллекторах при совместной прокладке трубопроводов и кабелей различного назначения, во внутриквартальных коллекторах и технических подпольях и коридорах, бесканально.

Надземная прокладка трубопроводов выполняется на отдельно стоящих мачтах или пилонах опорах, на эстакадах со сплошным пролетным строением, на мачтах с подвеской труб на тягах (вантовая конструкция) и на кронштейнах.

К особой группе конструкций относятся специальные сооружения: мостовые переходы, подводные переходы, тоннельные переходы и переходы в футлярах. Эти сооружения, как правило, проектируются и строятся по отдельным проектам с привлечением специализированных организаций.

Выбор способа и конструкций прокладки трубопроводов обуславливается многими факторами, основными из которых являются диаметр трубопроводов, требования эксплуатационной надежности теплопроводов, экономичность конструкций и способ выполнения строительства.

При размещении трассы тепловых сетей в районах существующей или перспективной городской застройки по архитектурным соображениям обычно принимается подземная прокладка трубопроводов. В строительстве подземных тепловых сетей наибольшее применение получила прокладка трубопроводов в непроходных и полупроходных каналах.

Канальная конструкция имеет ряд положительных свойств, отвечающих специфическим условиям работы горячих трубопроводов. Каналы являются строительной конструкцией, ограждающей трубопроводы и тепловую изоляцию от непосредственного контакта, с грунтом, оказывающим на них как механические, так и электрохимические воздействия. Конструкция канала полностью разгружает трубопроводы от действия массы грунта и временных транспортных нагрузок, поэтому при их расчете на прочность учитываются только напряжения, возникающие от внутреннего давления теплоносителя, собственного веса и температурных удлинений трубопровода, которые можно определить с достаточной степенью точности.

Прокладка в каналах обеспечивает свободное температурное перемещение трубопроводов как в продольном (осевом), так и в поперечном направлении, что позволяет использовать их самокомпенсирующую способность на угловых участках трассы тепловой сети.

Использование при канальной прокладке естественной гибкости трубопроводов для самокомпенсации дает возможность сократить количество или полностью отказаться от установки осевых (сальниковых) компенсаторов, требующих сооружения и обслуживания камер, а также гнутых компенсаторов, применение которых нежелательно в городских условиях и приводит к увеличению затрат труб на 8—15%.

Конструкция канальной прокладки является универсальной, так как может быть применена при различных гидрогеологических грунтовых условиях.

При достаточной герметичности строительной конструкции канала и исправно работающих дренажных устройствах создаются условия, препятствующие проникновению в канал поверхностных и грунтовых вод, что обеспечивает неувлажняемость тепловой изоляции и предохраняет от коррозии наружную поверхность стальных труб. Трасса тепловых сетей, прокладываемых в каналах (в отличие от бесканальной), может быть выбрана без значительных трудностей по проезжей и непроезжей территории города совместно с другими коммуникациями, в обход или с небольшим приближением к существующим сооружениям, а также с учетом различных планировочных требований (перспективные изменения рельефа местности, назначения территории и пр.).

Одним из положительных свойств канальной прокладки является возможность применения в качестве подвесной теплоизоляции трубопроводов легких материалов (изделия из минеральной ваты, стекловолокна и др.) с малым коэффициентом теплопроводности, что позволяет снизить тепловые потери в сетях.

По эксплуатационным качествам прокладка тепловых сетей в непроходных и полупроходных каналах имеет существенные различия. Непроходные каналы, недоступные для осмотра без вскрытия дорожной одежды, разработки грунта и разборки строительной конструкции, не позволяют обнаружить возникшие повреждения теплоизоляции и трубопроводов, а также профи-ак-

тически их устранить, что приводит к необходимости производства ремонтных работ в момент аварийных повреждений.

Несмотря на недостатки, прокладка в непроходных каналах является распространенным типом подземной прокладки тепловых сетей.

В полупроходных каналах, доступных для прохода эксплуатационного персонала (при отключенных теплопроводах), осмотр и обнаружение повреждений теплоизоляции, труб и строительных конструкций, а также их текущий ремонт могут быть в большинстве случаев выполнены без разрытия и разборки канала, что значительно увеличивает надежность и срок службы тепловых сетей. Однако внутренние габариты полупроходных каналов превышают габариты непроходных каналов, что, естественно, увеличивает их строительную стоимость и расход материалов. Поэтому полупроходные каналы применяются главным образом при прокладке трубопроводов больших диаметров или на отдельных участках тепловых сетей при прохождении трассы по территории, не допускающей производства разрытий, а также при большой глубине заложения каналов, когда засыпка над перекрытием превышает 2,5 м.

Как показывает опыт эксплуатации, трубопроводы больших диаметров, проложенные в непроходных каналах, недоступных для осмотра и текущего ремонта, наиболее подвержены аварийным повреждениям по причине наружной коррозии. Эти повреждения приводят к длительному прекращению теплоснабжения целых жилых районов и промышленных предприятий, производству аварийно-восстановительных работ, дезорганизации движения транспорта, нарушению благоустройства, что связано с большими материальными затратами и опасностью для эксплуатационного персонала и населения. Ущерб, наносимый в результате повреждений трубопроводов больших диаметров, не идет ни в какое сравнение с повреждениями трубопроводов средних и малых диаметров.

Учитывая, что удорожание строительства одноячейковых полупроходных каналов по сравнению с каналами непроходными при диаметре тепловых сетей 800 – 1200 мм незначительно, следует рекомендовать их применение во всех случаях и на всем протяжении тепломагистралей указанных диаметров. Рекомендуя прокладку трубопроводов больших диаметров в полупроходных каналах, нельзя не отметить их преимущества перед непроходными каналами по степени ремонтопригодности, а именно возможности заменять в них изношенные трубопроводы на значительном протяжении без разрытия и разборки строительной конструкции с применением закрытого способа производства монтажных работ.

Сущность закрытого способа замены изношенных трубопроводов состоит в извлечении их из канала путем горизонтального перемещения одновременно с монтажом новых изолированных трубопроводов с помощью домкратной установки.

Необходимость в сооружении туннелей (проходных каналов) возникает, как правило, на головных участках магистральных тепловых сетей, отходящих от крупных теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), когда приходится прокладывать большое количество трубопроводов горячей воды и пара. В таких теплофикационных туннелях прокладка кабелей сильных и слабых токов не рекомендуется из-за практической невозможности создания в нем требуемого постоянного температурного режима.

Теплофикационные туннели сооружаются главным образом на транзитных участках трубопроводов большого диаметра, прокладываемых от ТЭЦ, размещенных на периферии города, когда надземная прокладка трубопроводов не может быть допущена по архитектурно-планировочным соображениям.

Туннели должны размещаться в наиболее благоприятных гидрогеологических условиях, чтобы избежать устройства глубоко расположенного попутного дренажа и дренажных насосных станций.

Общие коллекторы, как правило, следует предусматривать в следующих случаях: при необходимости одновременного размещения двухтрубных тепловых сетей диаметром от 500 до 900 мм, водопровода диаметром до 500 мм, кабелей связи 10 шт. и более, электрических кабелей напряжением до 10 кВ в количестве 10 шт. и более; при реконструкции городских магистралей с развитым подземным хозяйством; при недостатке свободных мест в поперечном профиле улиц для размещения сетей в траншеях; на пересечениях с магистральными улицами.

В исключительных случаях по согласованию с заказчиком и эксплуатационными организациями допускается прокладка в коллекторе трубопроводов диаметром 1000 мм и водоводов до 900 мм, воздуховодов, холодопроводов, трубопроводов оборотного водоснабжения и других инженерных сетей. Прокладка газопроводов всех видов в общих городских коллекторах запрещается (Руководство по проектированию городских улиц и дорог, п. 13.23).

Общие коллекторы следует прокладывать вдоль городских улиц и дорог прямолинейно, параллельно оси проезжей части или красной линии. Целесообразно размещать коллекторы на технических полосах и под полосами зеленых насаждений. Продольный профиль коллектора должен обеспечивать самотечный отвод аварийных и грунтовых вод. Уклон лотка коллектора следует принимать не менее 0,005. Глубину коллектора необходимо назначать с учетом глубины заложения пересекаемых коммуникаций и других сооружений, несущей способности конструкций и температурного режима внутри коллектора.

Принимая решение о прокладке трубопроводов в тоннеле или коллекторе следует учитывать возможность обеспечения отвода грунтовых и аварийных вод из коллектора в существующие ливневые стоки и естественные водоемы. Размещение коллектора в плане и профиле по отношению к зданиям, сооружениям и параллельно прокладываемым коммуникациям должно обеспечивать возможность производства строительных работ без нарушения прочности, устойчивости и рабочего состояния этих сооружений и коммуникаций.

Тоннели и коллекторы, размещаемые в зоне городских улиц и дорог, как правило, сооружаются открытым способом с применением типовых сборных железобетонных конструкций, надежность которых должна быть проверена с учетом конкретных местных условий трассы (характеристики гидрогеологических условий, транспортных нагрузок и пр.).

В зависимости от количества и вида инженерных сетей, прокладываемых совместно с трубопроводами, общий коллектор может быть одно- и двухсекционным. Выбор конструкции и внутренних габаритов коллектора должен производиться также в зависимости от наличия прокладываемых коммуникаций.

Проектирование общих коллекторов должно проводиться в соответствии со схемой их сооружения на перспективу, составленной с учетом основных положений генерального плана развития города на расчетный срок. При строительстве новых районов с отведенными улицами и свободной планировкой жилой застройки тепловые сети вместе с другими подземными сетями размещают вне проезжей части – под техническими полосами, полосами зеленых насаждений, а в исключительных случаях – под тротуарами. Рекомендуется размещать инженерные подземные сети на незастроенных территориях вдоль полосы отвода улиц и дорог.

Прокладка тепловых сетей на территории вновь строящихся районов может быть выполнена в коллекторах, сооружаемых в жилых кварталах и микрорайонах для размещения инженерных коммуникаций, обслуживающих данную застройку [5], а также в технических подпольях и технических коридорах зданий.

Прокладка распределительных тепловых сетей диаметром до D_y 300 мм в технических коридорах или подвалах зданий высотой в свету не менее 2 м допускается при условии создания возможности их нормальной эксплуатации (удобство обслуживания и ремонта оборудования). Трубопроводы должны укладываться на бетонные опоры или кронштейны, а компенсация температурных удлинений осуществляться за счет П-образных гнутых компенсаторов и угловых участков труб. Технические подполья должны иметь два входа, не сообщающиеся с входами в жилые помещения. Электропроводка должна выполняться в стальных трубах, а конструкция светильников – исключать доступ к лампам без специальных приспособлений. Запрещается в местах прохождения трубопровода устраивать складские или другие помещения. Прокладку тепловых сетей в микрорайонах по трассам, совпадающим с другими инженерными коммуникациями, следует предусматривать совмещенную в общих траншеях с размещением трубопроводов в каналах или бесканально (см. гл. 17 и 18).

Способ надземной (воздушной) прокладки тепловых сетей имеет ограниченное применение в условиях сложившейся и перспективной застройки города из-за архитектурно-планировочных требований, предъявляемых к сооружениям такого вида.

Надземная прокладка трубопроводов широко применяется на территории промышленных зон и отдельных предприятий, где они размещаются на эстакадах и мачтах совместно с производственными паропроводами и технологическими трубопроводами, а также на кронштейнах, укрепляемых на стенах зданий.

Значительное преимущество имеет надземный способ прокладки по сравнению с подземным при строительстве тепловых сетей на территориях с высоким уровнем стояния грунтовых вод, а также при просадочных грунтах и в районах вечной мерзлоты.

Следует принимать во внимание, что конструкция тепловой изоляции и собственно трубопроводы при воздушной прокладке не подвергаются разрушающему действию грунтовой влаги, а поэтому существенно повышается их долговечность и снижаются

тепловые потери. Существенным является также экономичность надземной прокладки тепловых сетей. Даже при благоприятных грунтовых условиях по стоимости капитальных затрат и расходу строительных материалов воздушная прокладка трубопроводов средних диаметров экономичнее подземной прокладки в каналах на 20–30%, а при больших диаметрах – на 30–40%.

В связи с возросшим проектированием и строительством загородных ТЭЦ и атомных станций теплоснабжения (АСТ) для централизованного теплоснабжения крупных городов большое значение приобретают вопросы повышения эксплуатационной надежности и долговечности транзитных тепломагистралей большого диаметра (1000–1400 мм) и протяженности при одновременном снижении их металлоемкости и расходовании материальных ресурсов. Имеющийся опыт проектирования, строительства и эксплуатации надземных тепломагистралей большого диаметра (1200–1400 мм) протяженностью 5–10 км дал положительные результаты, что указывает на необходимость их дальнейшего сооружения. Особенно целесообразна надземная прокладка тепломагистралей при неблагоприятных гидрогеологических условиях, а также на участках трассы, расположенных на незастраиваемой территории, вдоль автомобильных дорог и на пересечении небольших водных преград и оврагов.

При выборе способов и конструкций прокладки тепловых сетей должны учитываться особые условия строительства в районах: с сейсмичностью 8 баллов и более, распространения вечномерзлых и просадочных от замачивания грунтов, а также при наличии торфяных и илистых грунтов. Дополнительные требования к тепловым сетям в особых условиях строительства изложены в СНиП 2.04.07-86.

Глава шестнадцатая

КОНСТРУКЦИИ НАДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

В настоящее время находят применение следующие типы надземных прокладок:

на отдельно стоящих мачтах и опорах (рис. 16.1);

на эстакадах со сплошным пролетным строением в виде ферм или балок (рис. 16.2);

на тягах, прикрепленных к верхушкам мачт (вантовая конструкция, рис. 16.3);

на кронштейнах.

Прокладки первого типа наиболее рациональны для трубопроводов диаметром 500 мм и более. Трубопроводы большего диаметра при этом могут быть использованы в качестве несущих конструкций для укладки или подвески к ним нескольких трубопроводов малого диаметра, требующих более частой установки опор.

Прокладки по эстакаде со сплошным настилом для прохода целесообразно применять только при большом количестве труб (не менее 5–6 шт.), а также при необходимости регулярного надзора за ними. По стоимости конструкции проходная эстакада наиболее дорогая и требует наибольшего расхода металла, так как фермы или балочный настил обычно изготовляются из прокатной стали.

Прокладка третьего типа с подвесной (вантовой) конструкцией пролетного строения является более экономичной, так как позволяет значительно увеличить расстояния между мачтами и тем самым уменьшить расход строительных материалов. Наиболее простые конструктивные формы подвесная прокладка получает при трубопроводах равных или близких диаметров.

При совместной укладке трубопроводов большого и малого диаметра применяется несколько видоизмененная вантовая конструкция с прогонами из швеллеров, подвешенных на тягах. Прогоны позволяют устанавливать опоры трубопроводов между мачтами. Однако возможность прокладки трубопроводов на эстакадах и с подвеской на тягах в городских условиях ограничена и применима только в промышленных зонах. Наибольшее применение получила прокладка водяных трубопроводов на отдельно стоящих мачтах и опорах или на кронштейнах. Мачты и опоры, как правило, выполняются из железобетона. Металлические мачты применяются в исключительных случаях при малом объеме работ и реконструкции существующих тепловых сетей.

Мачты по своему назначению делятся на следующие типы

для подвижных опор трубопроводов (так называемые промежуточные);

для неподвижных опор трубопроводов (анкерные), а также устанавливаемые в начале и в конце участка трассы;

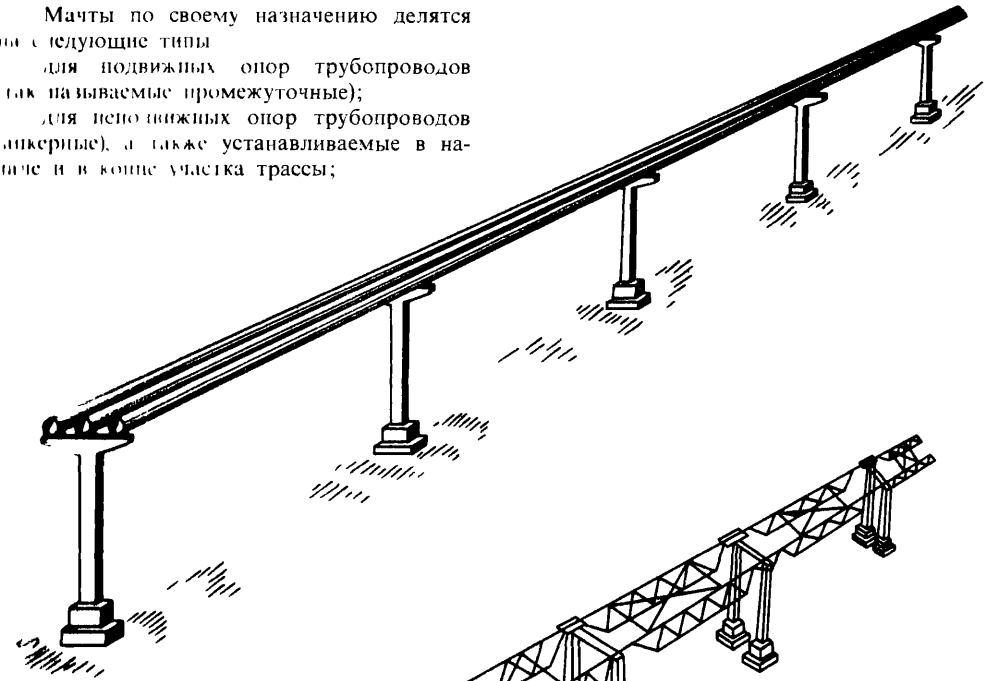


Рис. 16.1. Прокладка трубопроводов на отдельно стоящих мачтах

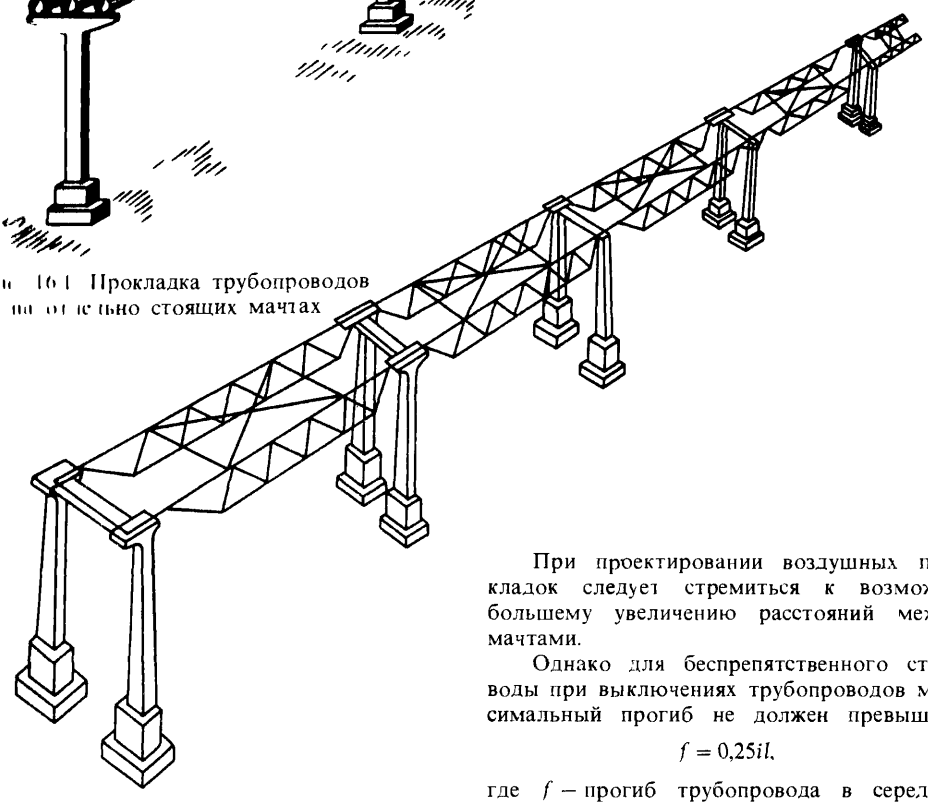


Рис. 16.2. Эстакада с пролетным строением для прокладки трубопроводов

устанавливаемые на поворотах трассы;

служащие для опирания компенсаторов трубопроводов

В зависимости от количества, диаметра и назначения прокладываемых трубопроводов мачты выполняются трех различных конструктивных форм: одностоечными, двухстоечными и четырехстоечными пространственной конструкции.

При проектировании воздушных прокладок следует стремиться к возможно большему увеличению расстояний между мачтами.

Однако для беспрепятственного стока воды при выключениях трубопроводов максимальный прогиб не должен превышать

$$f = 0{,}25il,$$

где f – прогиб трубопровода в середине пролета, мм; i – уклон оси трубопровода; l – расстояние между опорами, мм.

Сборные железобетонные конструкции мачт обычно собираются из следующих элементов: стоек (колонн), ригелей и фундаментов. Размеры сборных деталей определяются количеством и диаметром укладываемых трубопроводов.

При прокладке от одного до трех трубопроводов в зависимости от диаметра применяются одностоечные отдельно стоящие мачты с консолями, они пригодны и при

вантовой подвеске труб на тягах, тогда предусматривается устройство верхушки для крепления тяг

Мачты сплошного прямоугольного сечения допустимы, если максимальные размеры поперечного сечения не превосходят

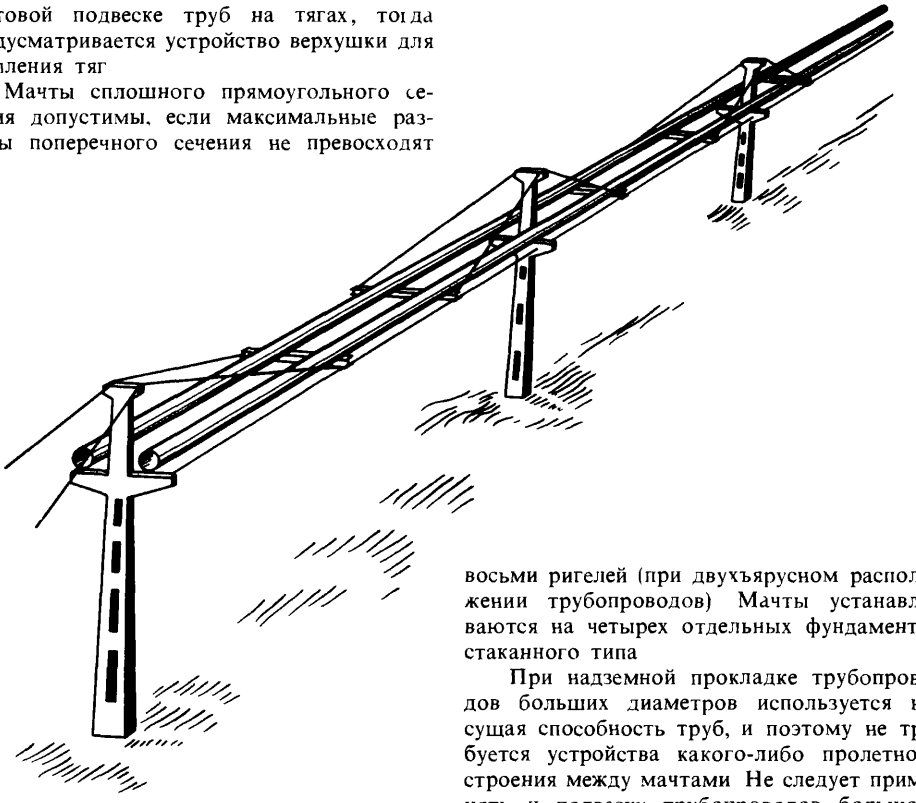


Рис 16 3 Прокладка труб с подвеской на тягах (вантовая конструкция)

600 × 400 мм При больших размерах для облегчения конструкции рекомендуется предусматривать вырезы по нейтральной оси или применять в качестве стоек центрифугированные железобетонные трубы заводского изготовления

Для многотрубных прокладок мачты промежуточных опор чаще всего проектируются двухстоечной конструкции, одноярусные или двухъярусные

Сборные двухстоечные мачты состоят из следующих элементов двух стоек с одной или двумя консолями, одного или двух ригелей и двух фундаментов стаканного типа

Мачты, на которых трубопроводы закрепляются неподвижно, испытывают нагрузку от горизонтально направленных усилий, передаваемых трубопроводами, которые проложены на высоте 5 – 6 м от поверхности грунта Такие мачты для увеличения устойчивости проектируются в виде четырехстоечной пространственной конструкции, которая состоит из четырех стоек и четырех или восьми ригелей (при двухъярусном расположении трубопроводов) Мачты устанавливаются на четырех отдельных фундаментах стаканного типа

При надземной прокладке трубопроводов больших диаметров используется несущая способность труб, и поэтому не требуется устройства какого-либо пролетного строения между мачтами Не следует применять и подвеску трубопроводов большого диаметра на тягах, так как такая конструкция практически работать не будет

В качестве примера приведена прокладка трубопроводов на железобетонных мачтах (рис 16 4)

Два трубопровода (прямой и обратный) диаметром 1200 мм уложены на катковых опорах по железобетонным мачтам, установленным через каждые 20 м Высота мачт от поверхности земли 5,5 – 6 м Сборные железобетонные мачты состоят из двух фундаментов, связанных между собой монолитным стыком, двух колонн прямоугольного сечения 400 × 600 мм и ригеля Колонны связаны между собой металлическими диагональными связями из угловой стали Соединение связей с колоннами выполнено косынками, приваренными к закладным деталям, которые заделаны в колоннах Ригель, служащий опорой для трубопроводов, выполнен в виде прямоугольной балки сечением 600 × × 370 мм и крепится к колоннам путем сварки закладных стальных листов

Мачта рассчитана на вес пролета труб, горизонтальные осевые и боковые усилия, возникающие от трения трубопроводов на катковых опорах, а также на ветровую нагрузку

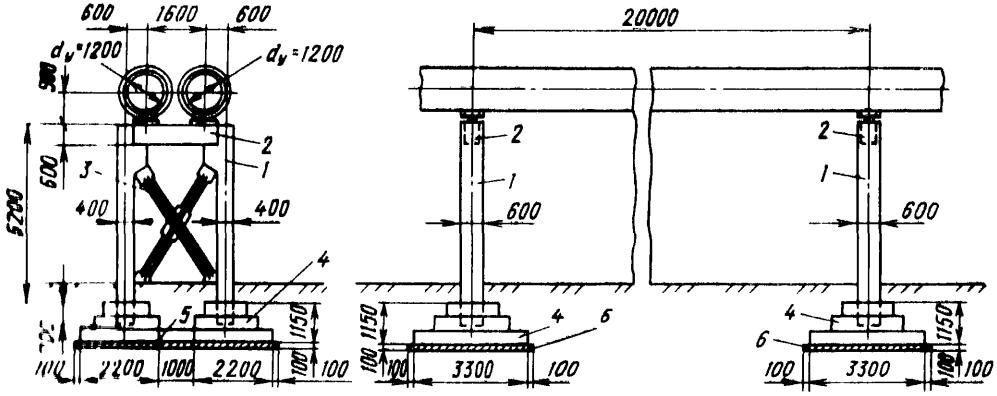


Рис. 16.4. Прокладка трубопроводов на железобетонных мачтах:

1 — колонна, *2* — ригель, *3* — связь; *4* — фундамент; *5* — соединительный стык; *6* — бетонная подготовка

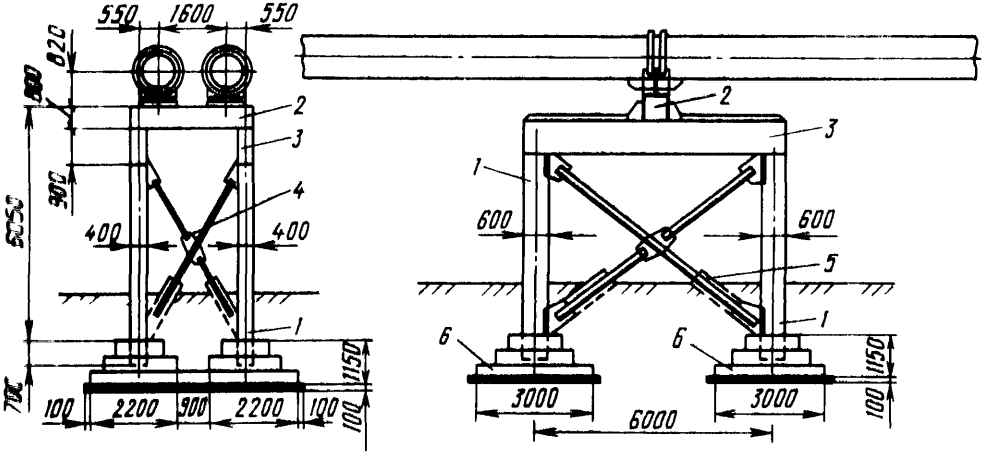


Рис. 16.5. Неподвижная опора:

1 — колонна, *2* — ригель поперечный; *3* — ригель продольный; *4* — связь поперечная, *5* — связь продольная; *6* — фундамент

Неподвижная опора (рис. 16.5), рассчитанная на горизонтальное усилие от двух труб 300 кН, выполнена из сборных железобетонных деталей: четырех колонн, двух продольных ригелей, одного поперечного опорного ригеля и четырех фундаментов, соединенных попарно.

В продольном и поперечном направлениях колонны связаны металлическими диагональными связями, выполненными из уголковой стали. На опорах трубопроводы закрепляются хомутами, охватывающими трубы, и косынками в нижней части труб, которые упираются в металлическую раму из швеллеров. Эта рама прикрепляется к железобетонным ригелям приваркой к закладным деталям.

Прокладка трубопроводов на низких опорах нашла широкое применение при строительстве тепловых сетей на неспланированной территории районов новой застройки городов. Переход пересеченной или заболоченной местности, а также мелких рек целесообразнее осуществлять таким способом с использованием несущей способности труб.

Однако при проектировании тепловых сетей с прокладкой трубопроводов на низких опорах необходимо учитывать срок намеченного освоения территории, занятой трассой,

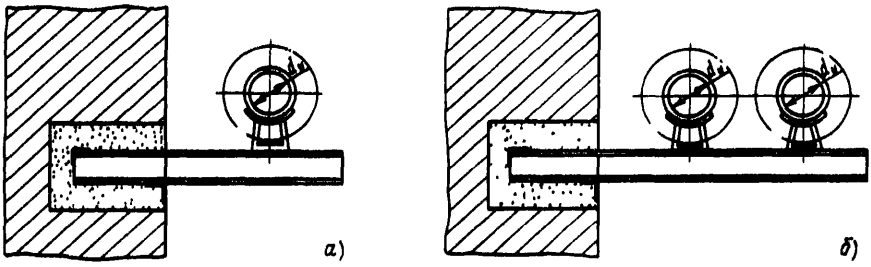


Рис 16 6 Прокладка трубопроводов на кронштеинах
а – для одной трубы, *б* – для двух тру

под городскую застройку Если через 10–15 лет потребуется заключение трубопроводов в подземные каналы или реконструкция тепловой сети, то применение воздушной прокладки является нецелесообразным Для обоснования применения способа прокладки трубопроводов на низких опорах должны быть выполнены технико-экономические расчеты

При надземной прокладке трубопроводов больших диаметров (800–1400 мм) целесообразной является их прокладка на отдельно стоящих мачтах и опорах с применением специальных сборных железобетонных конструкций заводского изготовления, отвечающих конкретным гидрогеологическим условиям трассы тепломагистрали

Опыт проектирования показывает экономичность применения свайных оснований под фундаменты как анкерных, так и промежуточных мачт и низких опор

Надземные тепломагистрали большого диаметра (1200–1400 мм) значительной протяженности (5–10 км) построены по индивидуальным проектам с применением высоких и низких опор на свайном основании

При строительстве тепломагистрали с диаметрами труб $2D_y = 1000$ м от Новосвердловской ТЭЦ нашли применение сваи-стойки на заболоченных участках трассы, где на глубине 4–6 м залегают скальные грунты

Расчет опор на свайном основании на совместное действие вертикальных и горизонтальных нагрузок выполняется в соответствии с главой СНиП II-17 77 «Свайные фундаменты» и «Руководство по проектированию свайных фундаментов»

При проектировании низких и высоких опор для прокладки трубопроводов могут быть использованы конструкции унифицированных сборных железобетонных отдельно стоящих опор, разработанных под технологические трубопроводы Типовой проект этих опор разработан Харьковским Промстройпроектом и утвержден Госстроем СССР (серии ИС-01-03 ИС-01-06, ИС-01-11) Проект включает монтажные схемы, таблицы для подбора траверс и колонн, детали узлов сопряжения несущих конструкций опор, таблицы нагрузок на фундаменты и пр

Проект низких опор по типу «качающихся» фундаментов, состоящих из железобетонного вертикального щита, устанавливаемого на плоскую фундаментную плиту, разработан АтомТЭП Эти опоры могут применяться в различных грунтовых условиях (за исключением сильно обводненных и просадочных грунтов)

Одним из наиболее распространенных видов воздушной прокладки трубопроводов является прокладка последних на кронштейнах, укрепляемых в стенах зданий Применение этого способа может быть рекомендовано при прокладке тепловых сетей на территории промышленных предприятий

При проектировании трубопроводов, располагаемых по наружной или внутренней поверхности стен, следует выбирать такое размещение труб, чтобы они не закрывали оконных проемов, не мешали размещению других трубопроводов, оборудования и пр Наиболее важным является обеспечение надежного закрепления кронштейнов в стенах существующих зданий Проектирование прокладки трубопроводов по стенам существующих зданий должно включать обследование стен в натуре и изучение проектов, по которым они построены При значительных нагрузках, передаваемых трубопроводами на кронштейны, необходимо производить расчет общей устойчивости конструкций здания

Трубопроводы укладываются на кронштейны с приваренными корпусами скользящих опор Применение катковых подвижных опор при наружной прокладке трубопроводов не рекомендуется из-за трудности их периодической смазки и очистки в период экс-

пульсации (без чего они будут работать как скользящие).

В случае недостаточной надежности стен здания должны быть осуществлены конструктивные мероприятия по рассредоточению усилий, передаваемых кронштейнами, путем уменьшения пролетов, устройства подкосов, вертикальных стоек и др. Кронштейны, устанавливаемые в местах устройства неподвижных опор трубопроводов, должны выполняться по расчету на действующие на них усилия. Обычно они требуют дополнительного крепления путем устройства подкосов в горизонтальной и вертикальной плоскостях. На рис. 16.6 приведена типовая конструкция кронштейнов для прокладки одного или двух трубопроводов диаметром от 50 до 300 мм.

Глава семнадцатая

КОНСТРУКЦИИ КАНАЛЬНОЙ ПРОКЛАДКИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

17.1. Каналы непроходные и полупроходные

Широкое применение при подземной прокладке тепловых сетей получили непроходные и полупроходные каналы. Основным конструктивным материалом, используемым при сооружении каналов, служит сборный железобетон, показавший достаточную надежность и долговечность при эксплуатации в условиях повышенной температуры и влажности среды.

Ниже приведены типовые конструкции сборных железобетонных каналов, получившие наибольшее применение в строительстве тепловых сетей и в значительной степени оправдавшие себя в эксплуатации (вошедшие в «Единые нормы и расценки на строительные и монтажные и ремонтно-строительные работы», сборник 10).

Наиболее простой и легко выполнимой конструкцией непроходных каналов являются каналы прямоугольного сечения из сборных бетонных стеновых блоков и железобетонных плит перекрытия (рис. 17.1).

Работы по сборке канала ведутся одновременно с монтажом трубопроводов. Прежде всего в открытой траншее выполняется дно канала из бетона. После монтажа и изоляции трубопроводов устанавливают стеновые блоки, а затем укладывают плиты перекрытия.

Данная конструкция каналов является шарнирной, устойчивость ее обеспечивается хорошим качеством засыпки и утрамбовки пазух за стенками (одновременно с двух сторон). Скользящие опоры трубопроводов, прокладываемых в каналах, устанавливаются на железобетонных подушках, укладываемых на дно по слою цементного раствора.

Конструкция сборных каналов приведена в типовой серии ТС-01-01, а также в альбоме Мосэнергопроекта и может быть применена для прокладки трубопроводов диаметром 50—400 мм в непросадочных грунтах.

Грунты основания должны допускать среднее расчетное давление под дном канала не менее 0,15 МПа.

При наличии грунтовых вод конструкция непроходных каналов со сборными бетонными стенками применима при условии устройства попутного дренажа и выполнения наружной гидроизоляции, тип которой должен выбираться в зависимости от конкретных гидрогеологических условий. При выполнении оклеечной (рулонной) гидроизоляции необходимо устройство железобетонного дна каналов. Внутренние размеры каналов составляют: по высоте от 310 до 760 мм и по ширине от 550 до 1600 мм.

Институтом «Мосинжпроект» разработана конструкция сводчатых каналов из сборного железобетона для тепловых сетей диаметрами 50—500 мм (рис. 17.2). Пролеты сводов составляют 1; 1,42; 1,8 и 2,2 м. Длина элементов сводов 2,95 м. Элементы свода устанавливаются на опорную раму, которая является затяжкой свода. Это позволяет рассчитывать свод как распорную конструкцию. Сводчатые каналы нашли применение в строительстве тепловых сетей многих городов. По расходу материалов сводчатые железобетонные каналы экономичней каналов прямоугольного сечения.

Институтом «Мосэнергопроект» разработана конструкция каналов для прокладки трубопроводов среднего и большого диаметров (400—1200 мм), собираемых из железобетонных стеновых блоков тавровой

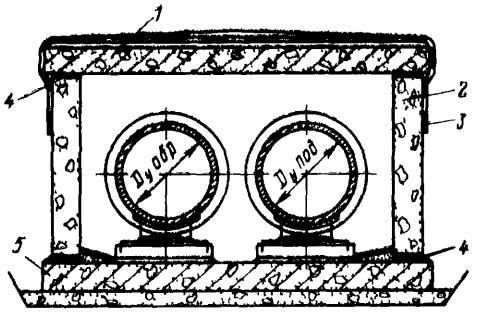


Рис 17 1 Канал из сборных железобетонных плит и бетонных стеновых блоков

1 – плита перекрытия *2* – стеновой блок *3* – гидроизоляция *4* – цементный раствор, *5* – плита днища

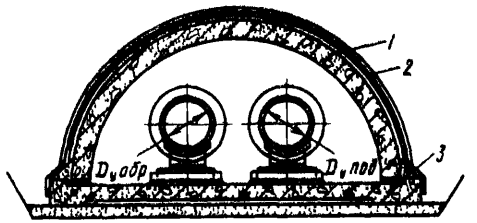


Рис 17 2 Канал из железобетонных сводов

1 – железобетонный свод *2* – гидроизоляция *3* – железобетонная плита днища

формы, ребристых плит перекрытия и плоских плит днища (рис 17 3)

Конструкция обладает большей устойчивостью за счет увеличения размеров основания стеновых блоков и устройства зубьев или подрезки на концах плит перекрытия что обеспечивает передачу горизонтального давления от верха стеновых блоков на плиту перекрытия Дно каналов выполняется из плоских железобетонных плит, имеющих по концам подрезку для установки основания стеновых блоков которая устраняет смещение блоков внутрь канала при боковом давлении грунта

Все сборные железобетонные детали изготовляются из бетона класса В25 Типовая конструкция рассчитана в двух вариантах на действие временной колесной нагрузки НК-80 при засыпке над верхом перекрытия 0,5 – 2 м и 4 м Основным достоинством конструкции является возможность изготовления сборных элементов на заводах и полигонах строительных организаций

Монтаж трубопроводов и их теплоизоляция выполняются в открытой траншее после укладки плит днища Стеновые блоки устанавливаются на днище по слою цементного раствора, а поверх стеновых блоков также на цементном растворе укладываются плиты перекрытия При прокладке каналов в условиях мокрых грунтов устраивается поputный трубчатый дренаж (односторонний или двухсторонний) а в ряде случаев – оклеечная гидроизоляция днища и стенок Оклеечная гидроизоляция перекрытия выполняется во всех случаях

На рис 17 3 приведена конструкция канала с односторонним дренажем из керамзитобетонных трубофильтров Конструкция широко применялась при строительстве каналов полупроходного сечения для прокладки трубопроводов диаметром от 800 до 1200 мм

В табл 17 1 приведены основные показатели каналов

Широкое применение в строительстве двухтрубных водяных тепловых сетей нашли сборные каналы серии МКЛ разработанные институтом «Мосинжпроект» для теплопроводов диаметром от 50 до 1400 мм Каналы выполняются из двух сборных железобетонных элементов верхней рамы и плиты днища (рис 17 4) Основные показатели каналов даны в табл 17 2 Железобетонные элементы каналов включены в каталог унифицированных изделий и выпускаются заводами Главмоспромстройматериалов Мосгорисполкома

Элементы канала изготовляются из бетона (класса по прочности на сжатие В25 и В30 и морозостойкостью марки F 50) Армирование железобетонных изделий предусмотрено сварными сетками, объединенными

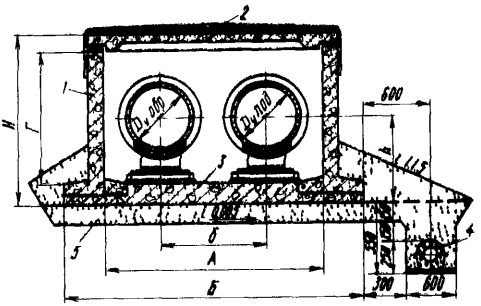
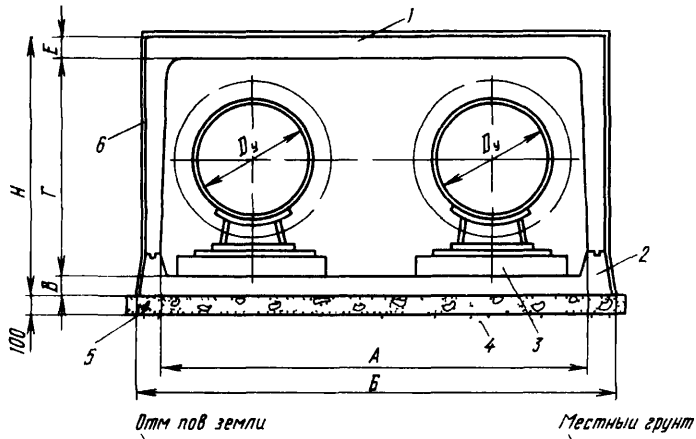


Рис 17 3 Канал из железобетонных тавровых стеновых блоков, ребристых плит перекрытия и плит днища с односторонним дренажем из керамзитобетонных трубофильтров

1 – тавровый стеновой блок *2* – ребристая плита перекрытия, *3* – плита днища, *4* – трубофильтр, *5* – песок крупнозернистый

Таблица 17.1 **Основные размеры и расход железобетона каналов с тавровыми стеновыми блоками**

Условный диаметр труб $D_у$, мм	Размеры, мм						Объем железобетона В20 на 1 м канала, $м^3$
	А	*Б*	*Г*	*Н*	*о*	*h*	
800	2720	3550	1560	2020	1400	860	1,80
900	3120	3850	1560	2060	1620	950	1,91
1000	3120	3850	1830	2320	1670	1000	2,06
1400	3450	4250	1830	2380	1860	1170	2,17



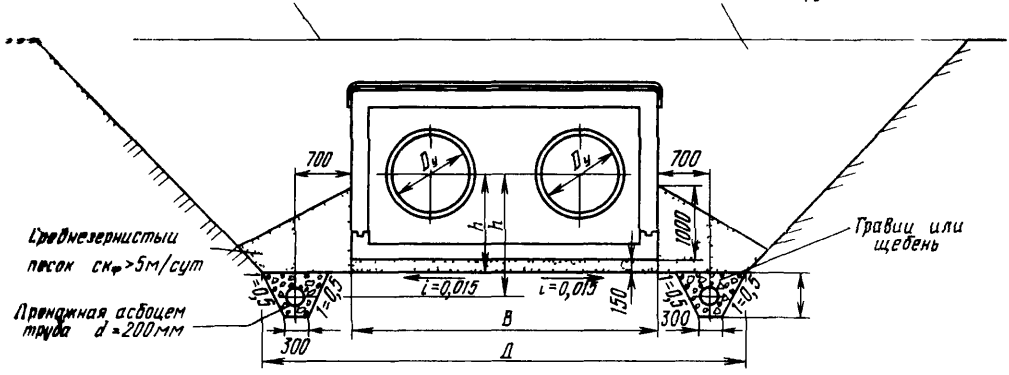


Рис 17.4 Канал рамной конструкции (серии МКЛ)

1 – железобетонная рамная секция *2* – железобетонная плита днища, *3* – опорная подушка скользящей опоры *4* – песчаная подготовка *5* – бетонная подготовка *6* – гидроизоляция

и объемные каркасы. Изготовление сборных элементов предусматривается на специализированных заводах железобетонных изделий в металлических виброформах.

Расчет каналов для труб диаметром до 600 мм произведен на временную автомобильную нагрузку Н-30 при засыпке над верхом перекрытий 0,5 – 2 м, а каналы для труб диаметром от 800 до 1400 мм – на колесную нагрузку НК-80 [Альбом СК 1301-86].

Строительство тепловых сетей с применением этой конструкции каналов ведется в обычной последовательности: на песчаную подготовку, выполненную по дну траншеи, укладывают плиты днища с заделкой швов цементным раствором, на дно канала устанавливают на цементном растворе опорные подушки скользящих опор, производят монтаж и изолирование трубопроводов, после чего устанавливают рамные элементы перекрытия канала. Стыковые соединения эле-

Таблица 17 2 **Основные размеры и расход материалов для каналов МКЛ**

Марка канала	Условный диаметр труб D_y мм	Размеры мм						Объем железобетона В30 на 1 м канала м³
		А	*Б*	*Г*	*Н*	*В*	*Е*	
МКЛ-1	50 – 100	970	1090	555	715	80	80	0,245
МКЛ-2	125 – 200	1320	1470	705	865	80	80	0,345
МКЛ-4	250 – 400	1920	2100	905	1115	100	100	0,610
МКЛ-6	500 – 600	2410	2620	1105	1355	120	130	0,885
МКЛ-8	700 – 800	2770	3060	1380	1640	120	140	1 13
МКЛ-10	900 – 1000	3190	3510	1580	1880	140	160	1,46
МКЛ-12	1000 – 1200	3600	3980	1785	2125	160	180	1 86
МКЛ-14	1400	4160	4580	2080	2505	200	230	2 67

ментов днища и перекрытия (типа «паз – гребень») заполняют цементным раствором или герметизирующими мастиками и эластичными прокладками

В зависимости от гидрогеологических условии трассы наружные поверхности канала защищают гидроизоляцией При наличии грунтовых вод или глинистых грунтов устраивают попутные дренажи

При пересечении тепловыми сетями автомобильных и городских дорог часто используются железобетонные безнапорные трубы, предназначенные для строительства водосточных и канализационных трубопроводов Применение этих труб в качестве полупроходных каналов для прокладки трубопроводов позволяет выполнять подземные переходы под дорогами открытым способом в кратчайшие сроки Для этих целей используются железобетонные безнапорные трубы диаметром 2 и 2,5 м В настоящее время могут быть применены железобетонные трубы с плоским основанием, разработанные институтом «Мосинжпроект» (альбом ПС-86)

Трубы внутренним диаметром 2,0 и 2,44 м длиной 2,5 м выпускаются заводом № 23 Мосспецжелезобетона Расчетная прочность труб должна соответствовать фактически действующим временным и постоянным нагрузкам

На рис 17 5 приведена конструкция полупроходного канала круглого сечения В таких каналах могут быть проложены теплопроводы диаметром до 600 мм

Серия 3 006-2 «Типовые конструкции и детали зданий и сооружений» содержит рабочие чертежи сборных железобетонных каналов и туннелей из лотковых элементов, разработанных Харьковским институтом «Промстройниипроект» Конструкции предназначены для прокладки трубопроводов различного назначения, электрокабелей и электрошин К каналам отнесены подземные сооружения при высоте до 1500 мм включительно, а к туннелям – при высоте 1800 мм и более (по СНиП I-2 к каналам отнесены подземные сооружения высотой менее 2 м, а к туннелям – высотои более 2 м)

Каналы по конструктивному решению различны и запроектированы трех марок КЛ, КЛп и КЛс (рис 17 6)

Каналы марки КЛ собираются из лотковых элементов перекрываемых плоскими съемными плитами, каналы марки КЛп – из лотковых элементов, опирающихся на плиты, каналы марки КЛс – из нижних и верхних лотковых элементов, соединяемых с помощью коротышей из швеллеров, которые закладываются в продольные швы

Номенклатура сборных железобетонных изделий каналов состоит из лотковых эле-

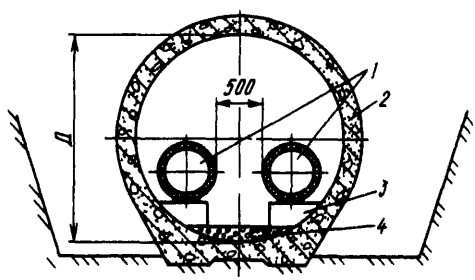


Рис 17 5 Канал круглого сечения из железобетонных труб (полупроходной)

1 – трубопроводы *2* – железобетонная труба *3* – опорная подушка *4* – бетонный пол

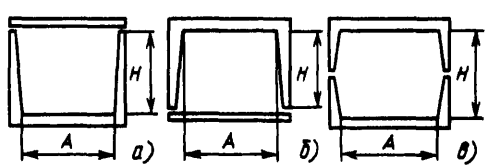


Рис 17 6 Каналы лотковые серии 3 006-2 (габаритные схемы)

а – марка КЛ *б* – марка КЛп *в* – марка КЛс

ментов и плоских плит. Габаритные схемы каналов приведены в табл. 17.3. При габарите, по ширине не превышающем 2400 мм и массе 9,3 т включительно, лотки приняты длиной 5970 мм. Допускается изготовление лотков длиной 2970 мм.

Плоские плиты, используемые для перекрытий каналов марки КЛ и днища каналов марки КЛп, имеют длину 2990 мм, за исключением плит для каналов шириной в чистоте 900 и 450 мм, длина которых принята 740 мм. В номенклатуру изделий включены доборные лотки всех размеров, имеющие длину 770 мм, и доборные плиты длиной 760 мм.

Для прокладки тепловых сетей следует применять каналы марки КЛп (рис. 17.6, *б*). Каналы марок КЛ и КЛс затрудняют производство основных и наиболее ответственных монтажно-сварочных работ, так как стенки лотков преграждают свободный доступ сварщика к трубопроводам. При таких условиях выполнить качественную сварку поворотных стыков труб трудно, а неповоротных невозможно. Стенки канала препятствуют приварке кареток (корпусов) скользящих опор и не позволяют контролировать правильность их установки, а также размещения опорных подушек.

Большие неудобства создаются при выполнении подвесной теплоизоляции на трубопроводах, уложенных в лотковых каналах, когда необходимо наносить основной и покровный слой при наличии стенок. Особенно это относится к выполнению теплоизоляции в нижней части изолируемых труб.

Некачественное выполнение теплоизоляции в ее нижней части создает предпосылки для разрушения всей конструкции теплоизоляции и коррозионных повреждений трубопроводов, поскольку эта часть постоянно увлажняется при подтапливании дна канала грунтовыми или случайными водами. Вследствие этого возрастают тепловые потери и возникают местные очаги коррозии стальных труб.

Конструкция каналов и туннелей марки КЛс не только не отвечает требованиям выполнения монтажно-сварочных и теплоизоляционных работ, но и не обеспечивает условий прочности и плотности сооружения в целом. Стендовое испытание этой конструкции выявило повреждаемость шарнирных стыковых соединений при одностороннем действии горизонтальной временной нагрузки. Это указывает на возможность разрушения каналов и туннелей при реальном воздействии на них транспортных нагрузок (в местах пересечения железных и автомобильных дорог).

Таблица 17.3. **Габаритные схемы каналов серии 3.006-2**

Марка канала	Габариты канала	
	A, мм	*H*, мм
КЛ(КЛп)30 × 30	300	300
КЛ(КЛп)45 × 30	450	300
КЛ(КЛп)60 × 30	600	300
КЛ(КЛп)60 × 45		450
КЛ(КЛп)60 × 60		600
КЛ(КЛп)90 × 45	900	450
КЛ(КЛп)90 × 60		600
КЛ(КЛп)90 × 90		900
КЛ(КЛп)90 × 120		1200
КЛ(КЛп)120 × 45	1200	450
КЛ(КЛп)120 × 60		600
КЛ(КЛп)120 × 90		900
КЛ(КЛп)120 × 120		1200
КЛ(КЛп)150 × 45	1500	450
КЛ(КЛп)150 × 60		600
КЛ(КЛп)150 × 90		900
КЛ(КЛп)150 × 120		1200
КЛ(КЛп)150 × 150		1500
КЛ(КЛп)180 × 60	1800	600
КЛ(КЛп)180 × 90		900
КЛ(КЛп)180 × 120		1200
КЛ(КЛп)180 × 150		1500
КЛ(КЛп)210 × 60	2100	600
КЛ(КЛп)210 × 90		900
КЛ(КЛп)210 × 120		1200
КЛ(КЛп)210 × 150		1500
КЛ(КЛп)240 × 90	2400	900
КЛ(КЛп)240 × 120		1200
КЛ(КЛп)240 × 150		1500
КЛ(КЛп)300 × 90	3000	900
КЛ(КЛп)300 × 120		1200
КЛ(КЛп)300 × 150		1500
КЛс90 × 90	900	900
КЛс90 × 120		1200
КЛс120 × 90	1200	900
КЛс120 × 120		1200
КЛс120 × 150		1500
КЛс150 × 90	1500	900
КЛс150 × 120		1200
КЛс180 × 120	1800	1200
КЛс210 × 120	2100	1200

Неприемлемым является соединение верхнего и нижнего лотковых элементов при помощи укладки обрезков швеллеров, защита которых от коррозии практически не может быть выполнена в тяжелых температурно-влажностных условиях среды подземных конструкций тепловых сетей

Установлена нецелесообразность применения металлических закладных и других деталей в строительных конструкциях тепловых сетей, подверженных быстрому коррозионному разрушению.

Рассмотренная выше конструкция рамных каналов (серии МКЛ) охватывает все диаметры тепловых сетей при восьми габаритных схемах, выбранных исходя из диаметра прокладываемых трубопроводов (вместо 32), что обеспечивает их экономичность, облегчает заводское серийное изготовление железобетонных элементов и снижает затрату металла на изготовление форм.

Следует отметить, что каналы шириной 300—3000 мм, вошедшие в серию 3.006-2 и рассчитанные на железнодорожную нагрузку класса К-14 при заглублении верха перекрытия от 1 до 2,0 м, не должны применяться при прокладке под железными дорогами общей сети, поскольку минимальное заглубление определено 2,0 м

17.2. Тоннели и коллекторы

Наибольшее применение в строительстве тоннелей и коллекторов получили конструкции сборных железобетонных коллекторов, разработанные институтом «Мосинжпроект», рабочие чертежи которых приведены в серии альбомов (РК 1101-70, РК 1102 78) Конструкции вошли в Каталог унифицированных индустриальных изделий и предназначены для сооружения городских и внутриквартальных коллекторов открытым способом а также включены в «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы (сборник 10)»

Технологические сечения городских коллекторов при совместной прокладке трубопроводов, водопроводов кабелей связи и силовых кабелей до 10 кВ длина в альбоме СК 1101-74

В альбомах приведены две конструкции коллекторов: одна из объемных железобетонных цельноформованных секций сечением $B \times H$ (ширина и высота) $1,8 \times 1,9$; $2,1 \times 2,1$; $2,5 \times 2,5$ и $3,0 \times 3,0$ м, предназначенных для сооружения линейной части коллекторов (рис. 17.7, *а*), другая из отдельных железобетонных элементов L-образной формы, ребристых плит перекрытия и плит

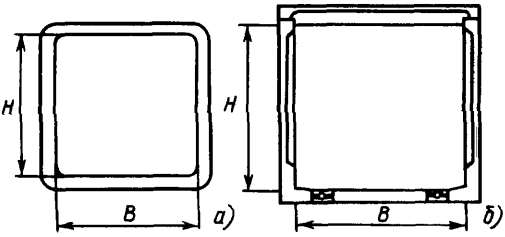


Рис. 17.7. Габаритные схемы коллекторов (Мосинжпроект):

а — из объемных секций; *б* — из отдельных элементов

днища для сборных коллекторов сечением $B \times H$ — $3,6 \times 2,1$; $3,6 \times 2,5$, $3,6 \times 3,2$, $4,2 \times 2,5$; $4,2 \times 3,2$ м (рис. 17.7, *б*). Из этих сборных элементов сооружаются камеры, углы поворотов, узлы коллекторов

В номенклатуру железобетонных сборных элементов дополнительно включены угловые стеновые блоки, плиты с отверстиями и балки перекрытий камер

Строительная конструкция коллектора из объемных секций состоит из рамных цельноформованных элементов, монтируемых на подготовке из монолитного бетона (рис. 17.8). Сопряжение объемных секций предусмотрено в «четверть» по стенам и днищу и в «шпонку» по перекрытию с заполнением стыков цементным раствором Максимальная длина объемных секций 3,6 м. Коллектор из отдельных железобетонных элементов монтируется из стеновых блоков L-образной формы, плит перекрытия и днища (рис. 17.9).

Связь между плитами днища и стеновыми блоками обеспечивается за счет петлевых выпусков, через которые пропускается продольная арматура. Стыки замоноличиваются бетоном. Плиты перекрытия имеют на опорах подсечки и укладываются прямо на цементный раствор по верху стеновых блоков Монтаж сборных железобетонных элементов осуществляется на бетонной подготовке по слою свежеуложенного раствора. Швы между элементами заполняются цементным раствором. Образующиеся цементные шпонки связывают смежные элементы между собой и обеспечивают заделку швов. Максимальная длина элементов (вдоль коллектора) 2,7 м для стеновых блоков, 3,0 м для плит перекрытия и 2,1 м для плит днища.

Наряду с конструкцией линейной части коллекторов в типовом проекте разработаны конструктивные решения углов поворота коллекторов, камер для обслуживания двух-

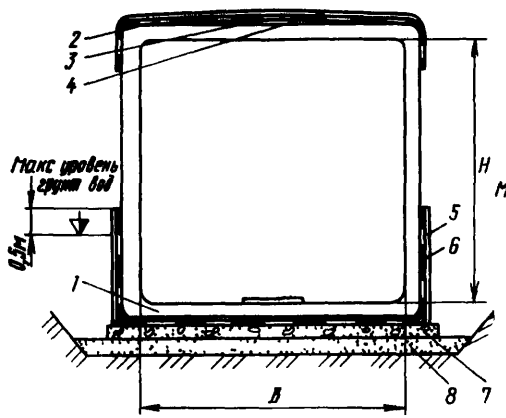


Рис 178 Коллектор из объемных секций

1 — объемная секция *2* — гидроизоляция окле ечная *3* — цементный слои *4* — защитный слой из бетона *5* — асбоцементная плита *6* — гидроизоляция окле ечная стен и днища *7* — бетонная подготовка *8* — песчаное основание *9* асфальт *10* — цементный раствор

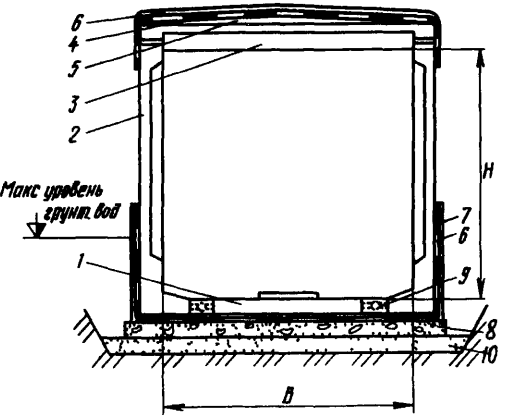


Рис 179 Коллектор из отдельных железобетонных элементов

1 — плита днища *2* — *L*-образный стеновой блок *3* — ребристая плита перекрытия *4* — гидроизоля ция оклеечная *5* — цементныи выравнивающий слой *6* — защитныи слой из бетона *7* — асбо цементная плита *8* — бетонная подготовка *9* — замоноличивание бетоном В25 *10* — песок *11* — асфальт

сторонних сальниковых компенсаторов водопроводных камер камер для разводки кабелей Габариты камер определены на основании анализа наиболее часто встречаю щихся технологических схем и могут корректироваться при конкретном проектировании

Углы поворота коллекторов, камеры и узлы монтируются как из элементов линейной части так и из угловых блоков, доборных стеновых и доборных плит перекрытия балок колонн и фундаментного блока (рис 17 10)

Таблица 174 **Расход материалов для сооружения коллекторов (на 1 м длины)**

Сечение коллекторов $B \times H$ м		Сборный железобетон В30 м³	Монолитный железобетон м³	Бетонная подготовка м³	Цементный раствор м³
Коллекторы из объемных секций	1,5 × 1,9	0,738	—	0,19	0,15
	2,1 × 2,1	1,234	—	0,25	0,21
	2,5 × 2,5	1,673	—	0,3	0,25
	3,0 × 3,2	2,183	—	0,35	0,30
Коллекторы из L образных блоков	3,6 × 2,1	1,834	0,102	0,50	0,39
	3,6 × 2,5	1,935	0,102	0,50	0,40
	3,6 × 3,2	2,142	0,102	0,50	0,40
	4,2 × 2,5	2,147	0,102	0,58	0,45
	4,2 × 3,2	2,357	0,102	0,58	0,46

В табл 17 4 дан расход основных материалов для сооружения линейной части коллекторов

Сборные железобетонные конструкции коллекторов предназначены для применения в следующих условиях строительства сейс-

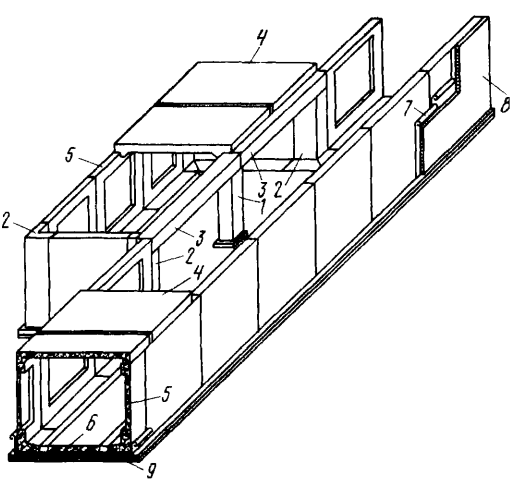


Рис 17 10 Камера сборного железобетонного коллектора

1 — колонна *2* — угловои блок *3* — балка перекрытия *4* — плита перекрытия *5* — стеновой блок *6* — блок днища *7* — гидроизоляция *8* — защитная стенка *9* — двухслойная подготовка из щебня и бетона

мичность района не более 6 баллов, грунты в основании непучинистые, непросадочные Несущая способность основания должна быть не менее 0,15 МПа.

Элементы коллекторов рассчитаны на временную автомобильную нагрузку Н-30 и колесную НК-80 при глубине засыпки над верхом перекрытия от верха дорожного покрытия 0,7 – 2,0 м, при расположении в зеленой зоне 0,5 – 2,0 м. Объемная масса грунта принята 18 кН/м^3, угол внутреннего трения $\varphi = 30°$. Распределение давления от временной нагрузки принято под углом 45° в пределах дорожного покрытия и под углом 30° в грунте. Расчетная схема коллекторов принята в виде бесшарнирной рамы на упругом основании для объемных секций и в виде двухшарнирной рамы для коллекторов из отдельных железобетонных элементов. При одностороннем расположении временной нагрузки учтен отпор грунта в размере 50% бокового давления грунта от временной нагрузки.

Через каждые 40 – 50 м, а также в местах примыкания коллектора к камерам и в местах резкого изменения грунтовых условий устраиваются температурно-осадочные швы (с компенсаторами).

Конструкции туннелей и коллекторов должны быть защищены от проникания в них поверхностных и грунтовых вод. Перекрытия туннелей и коллекторов, располагаемых выше уровня грунтовых вод, следует защищать оклеечной гидроизоляцией из двух слоев изола, а стены обмазывать битумной эмульсией. В туннелях и коллекторах необходимо предусматривать продольный уклон не менее 0,002.

При расположении туннелей и коллекторов ниже уровня грунтовых вод они должны быть защищены устройством попутного дренажа и оклеечной изоляцией. Тип и конструктивные решения гидроизоляции следует принимать в соответствии с типовыми проектами и «Указаниями по проектированию гидроизоляции подземных частей зданий и сооружений» СН 301-65*. При устройстве дренажей следует руководствоваться «Указаниями по проектированию дренажа подземных гидротехнических сооружений» (ВСН-045-72 Минэнерго СССР).

В серию 3.006-3 «Сборные железобетонные туннели» вошли туннели с применением уголковых блоков и объемных элементов, разработанные Мосинжпроектом.

Для прокладки трубопроводов тепловых сетей в туннелях и коллекторах предусматривается устройство подвижных и неподвижных опор, а также камер для размещения сальниковых и гнутых компенсаторов, задвижек и другого оборудования. Место расположения опорных конструкций и камер принимается по проекту тепловых сетей. Габариты камер должны устанавливаться с учетом обеспечения проходов для нормального обслуживания оборудования в период эксплуатации в соответствии с требованиями СНиП 2.04.07-86.

В перекрытиях камер должны предусматриваться люки диаметром 0,63 м с двойной крышкой и запорным устройством в количестве не менее двух. В местах размещения оборудования и крупногабаритной арматуры следует дополнительно устраивать монтажные проемы длиной не менее 4 м и шириной не менее наибольшего диаметра прокладываемой трубы плюс 0,1 м, но не менее 0,7 м.

Неподвижные опоры следует, как правило, выполнять щитовой конструкции из монолитного или сборного железобетона. Скользящие опоры трубопроводов, располагаемые в верхних ярусах, проектируются из металлоконструкций, привариваемых к закладным деталям в элементах стен и дна коллектора.

Внутренние габариты проектируемых коллекторов следует устанавливать с учетом следующих требований:

ширина прохода не менее 800 мм, высота – 2000 мм (в свету);

расстояние в свету от поверхности изоляции трубопроводов диаметром 500 – 700 мм до стенки и пола коллектора 200 мм, для трубопроводов диаметром 800 – 900 220 мм и до перекрытия коллектора соответственно 120 и 150 мм;

расстояние между поверхностями изоляции теплопроводов по вертикали 200 мм для трубопроводов диаметром 500 – 900 мм;

расстояние от поверхности труб водопровода, напорной канализации и воздухопроводов до строительных конструкций коллектора и до кабелей не менее 200 мм;

вертикальное расстояние между консолями для укладки силовых кабелей 200 мм, для укладки контрольных кабелей и кабелей связи 150 мм, горизонтальное расстояние в свету между силовыми кабелями 35 мм, но не менее диаметра кабеля.

Силовые кабели располагаются над кабелями связи, каждый горизонтальный ряд силовых кабелей отделяется от других рядов и от кабелей связи несгораемой прокладкой из асбестоцементных листов. Над трубопроводами допускается прокладывать только кабели связи.

Пример технологического сечения городского коллектора дан на рис. 17.11.

Нормальная и безопасная эксплуатация городских коллекторов возможна только

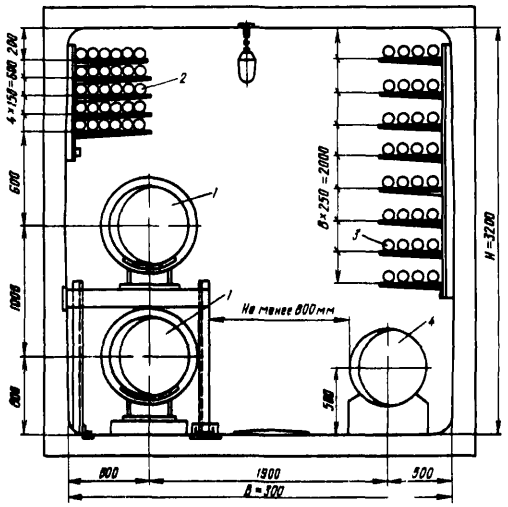


Рис 17 11 Технологическое сечение коллектора ($B \times H$ – 3000 × 3200 мм)

1 – трубопроводы D_y 600 мм *2* – кабели связи, *3* – силовые кабели *4* – водопровод D_y 500 мм

при условии их специального оборудования, в комплекс которого входят вентиляция, электроосвещение, водоудаление и прочие устройства В газифицированных городах общие коллекторы должны оборудоваться сигнализацией загазованности

Коллекторы необходимо оборудовать приточной естественной и механической вентиляцией для обеспечения внутренней температуры в пределах 5 – 30 С и не менее трехкратного обмена воздуха за 1 ч Способ вентиляции должен приниматься в соответствии с санитарными правилами в зависимости от назначения коллектора Вентиляционные шахты, как правило, совмещаются с входами в туннель Расстояние между приточными и вытяжными шахтами должно определяться расчетом Вентиляция теплофикационных туннелей должна обеспечивать как в зимнее, так и в летнее время температуру воздуха в туннелях не выше 50 °С, а на время производства ремонтных работ и обходов – не выше 40 С Снижение температуры воздуха с 50 до 40 °С допускается предусматривать с помощью передвижных вентиляционных установок

Выбор вентиляционного оборудования производится на основании теплотехнического и гидравлического расчетов Расчетные участки принимаются длиной 200 – 250 м

Вентиляционное оборудование следует размещать в вентиляционных камерах, сооружаемых из типовых железобетонных элементов коллекторов Приток воздуха следует осуществлять без подогрева в пониженную точку туннеля через вертикальную шахту, приподнятую над уровнем земли не менее чем на 0,5 м Удаление воздуха должно осуществляться в повышенной точке туннеля через вытяжные шахты Отверстия приточных и вытяжных шахт необходимо закрывать металлическими решетками с сеткой

Вентиляторы устанавливают на вибропоглощающих основаниях, а присоединение вентиляторов к сети воздуховодов осуществляют посредством мягких вставок из прорезиненной ткани Воздуховоды проектируются круглого сечения с плавными поворотами и переходами

Проектом вентиляции определяются места установки датчиков системы сигнализации о загазованности Датчики необходимо устанавливать в повышенных точках профиля коллектора, на расстоянии 10 – 15 м от приточных и вытяжных шахт, а также в местах возможного проникновения газа в коллектор В туннель или коллектор, в который исключено попадание газа, установка газовой защиты не обязательна

Коллекторы по степени надежности электроснабжения следует относить к потребителям второй категории Электроснабжение коллекторов, как правило, осуществляется по двум кабелям, подключаемым к различным сборкам низкого напряжения трансформаторной подстанции В туннелях должно предусматриваться устройство рабочего, аварийного и ремонтного освещения

Для питания светильников рабочего и аварийного освещения следует применять напряжение на лампах не выше 220 В, при этом необходимо применять светильники рудничного типа, конструкция которых исключает возможность доступа к лампе без специальных приспособлений Напряжение на лампах ремонтного освещения должно быть не выше 12 В Расстояние между шкафами ремонтного освещения должно быть не более 60 м Сеть рабочего, аварийного и ремонтного освещения необходимо выполнять проводами с алюминиевыми жилами в водогазопроводных трубах или силовыми бронированными кабелями с алюминиевыми жилами

Все металлические нетоковедущие части электрических установок, которые могут оказаться под напряжением, должны быть заземлены

Освещенность на уровне пола в туннелях при рабочем освещении и также в камерах и узлах должна быть не менее 5 лк, а освещенность при аварийном освещении – не менее 0,5 лк

Для удаления грунтовых и случайных вод и воды из коллектора при аварии, а также при опорожнении трубопроводов необходимо предусматривать аварийные насосные станции. Производительность станции определяется из условия: спуск воды из одного трубопровода наибольшего диаметра в течение 2 ч; при наличии трубопроводов диаметром менее 200 мм – насосные станции производительностью не менее максимального часового количества поступающей воды, но не менее 8 $м^3$/ч.

Аварийные насосные станции необходимо оборудовать двумя комплектами центробежных насосов и одним комплектом самовсасывающего насоса производительностью не менее 8 $м^3$/ч.

Сброс аварийных вод следует производить непосредственно через водосборный колодец, из которого вода по самотечному трубопроводу поступает в ближайший водосток. Пуск и остановку насосов следует осуществлять автоматически от реле уровней.

Для эксплуатации коллекторов следует предусматривать диспетчерские пункты. Размещать диспетчерские пункты по трассе коллектора следует из расчета один пункт не более чем на 5 км протяженности туннеля с равной зоной обслуживания в каждую сторону. Диспетчерский пункт, как правило, располагается в зданиях, примыкающих к коллектору, или вблизи от него. Благоустроенный вход в коллектор должен, как правило, осуществляться через диспетчерский пункт.

17.3. Камеры, неподвижные опоры и ниши

При подземной прокладке тепловых сетей требуется устройство целого ряда конструкций по трассе, к которым относятся: камеры, неподвижные опоры, ниши компенсаторов. Для размещения задвижек, спускных и воздушных кранов, сальниковых компенсаторов и неподвижных опор на тепловых сетях устраиваются камеры. Размеры камер принимаются из условий нормального обслуживания размещаемого в камере оборудования согласно СНиП 2.04.07-86. Наименьшая высота камер 1,8 м. Минимальное заглубление перекрытия камер от поверхности земли 0,3 м, а от верха дорожного покрытия – 0,5 м.

Строительная часть камер выполняется в основном из сборного железобетона. В настоящее время удовлетворительные конструктивные решения сборных камер получены для наиболее простых монтажных схем узлов двухтрубных теплопроводов малых и средних диаметров.

В строительстве тепловых сетей находят применение железобетонные сборные камеры размерами в плане: 1,8 × 1,8; 2,6 × 2,6; 3,0 × 3,0; 2,5 × 4,0; 4,0 × 4,0; 4,0 × 5,5; 4,0 × × 7,0 м, высотой от 2,0 до 4,0 м (по типовому проекту 3.903-КЛ-3). Намечается выпуск унифицированных камер по типовому проекту серии 903-4-11.

Эстпромпроектом разработаны сборные железобетонные камеры коробчатого типа тепловых сетей размерами в плане 2,4 × 1,8; 2,4 × 3; 2,4 × 3,6 м, высотой 2,1 м (рис. 17.12).

В тепловых сетях наибольшее применение получили сборные камеры, собираемые из железобетонных стеновых блоков и ребристых плит перекрытия коллекторов (рис. 17.13).

В номенклатуру каталога железобетонных изделий включены объемные элементы камер тепловых сетей размерами в плане 3,2 × 2,7 м – по альбому Мосинжпроекта.

Находят также применение сборные камеры со стенами из бетонных блоков, пере-

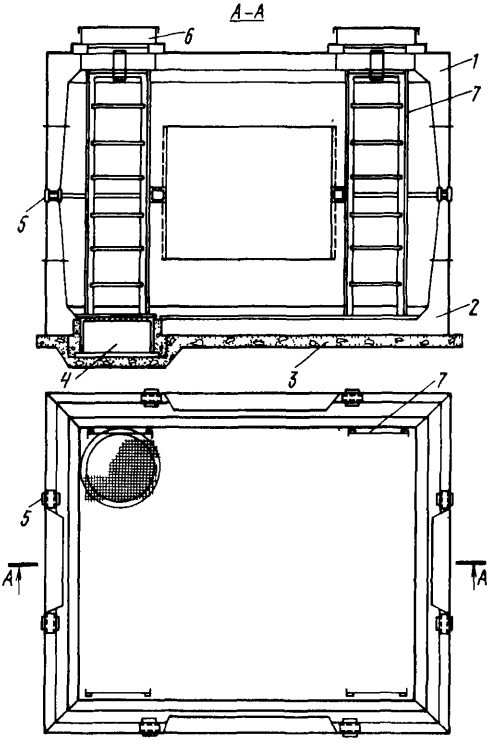


Рис. 17.12. Сборная камера из коробчатых железобетонных блоков (Эстпроект):

1 – верхний блок; *2* – нижний блок; *3* – бетонная подготовка; *4* – приямок; *5* – металлические закладные детали на сварке, *6* – люк; *7* – лестница

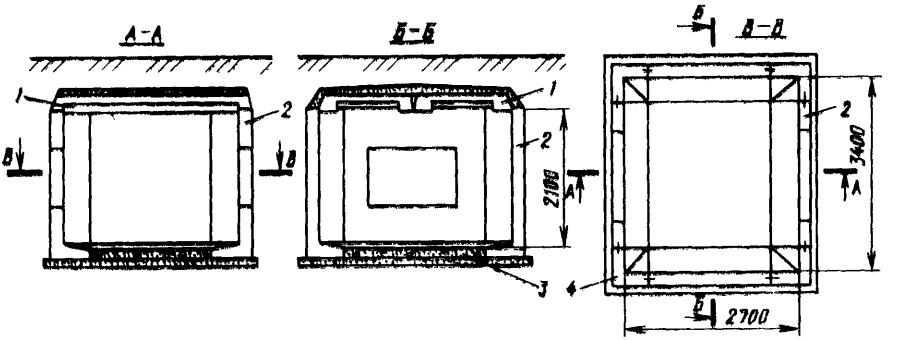


Рис. 17.13. Сборная камера из блоков коллекторов:
1 – ребристый блок перекрытия, *2* – *L*-образный стеновой блок; *3* – бетонное днище; *4* – угловой блок

крываемые ребристыми плитами коллекторов.

При проектировании следует выбирать такие конструкции сборных камер, элементы которых могут быть выполнены заводами строительных материалов местной промышленности.

В строительстве тепломагистралей большого диаметра (1000 – 1400 мм) большое место занимает сооружение камер из монолитного железобетона, выполняемых по проектам повторного применения.

Камеры тепломагистралей больших диаметров, сооружаемые в узлах с установкой задвижек, компенсаторов, неподвижных опор, имеют значительные габариты и могут испытывать большие нагрузки от давления грунта, а также от усилий, передаваемых трубопроводами на неподвижные опоры, превышающие 2000 кН.

Стены камер рассчитываются на горизонтальное давление грунта и временную автомобильную нагрузку на призме обрушения. В зависимости от соотношения размеров камеры выбирается расчетная схема (замкнутая рама, пластины, заделанные по контуру). Если камеры воспринимают большие усилия от неподвижных опор, их конструкция рассчитывается на прочность на боковое реактивное давление (отпор) грунта по средней его интенсивности.

Камеры могут быть выполнены из монолитного железобетона только в части стен и днища с устройством сборного перекрытия. Камеры, служащие для размещения узлов трубопроводов с установкой крупногабаритных секционирующих задвижек, сооружаются с надземным павильоном, выполненным по типовым проектам.

При проектировании камер необходимо соблюдать следующие условия:

в перекрытиях камер должно быть не менее двух люков $D = 630$ мм, расположенных по диагонали. При наличии сальниковых компенсаторов и при длине камеры до 3,5 м и наличии одного ответвления с проходом под трубами менее 1 м количество люков должно быть не менее 3, при длине камеры более 3,5 м и наличии двух ответвлений – не менее 4;

каждый люк должен иметь вторую запорную крышку и должен быть оборудован металлической лестницей или ходовыми скобками. Горловина люка выполняется из железобетонных колец $D = 700$ мм при высоте засыпки над перекрытием камеры не более 1 м. При большой высоте засыпки над перекрытием камеры диаметр горловины устанавливается не менее 1000 мм;

для замены оборудования (компенсаторов, насосов, задвижек и др.) в перекрытии камер, расположенных на проездах, взамен одного круглого предусматривается монтажный люк размером 900 × 900 мм с запорной решеткой. В случаях размещения камер в зеленых зонах, на тротуарах и других аналогичных местах допускается устройство монтажных проемов с перекрытием их сборными железобетонными плитами;

камеры тепловых сетей должны быть защищены надежной гидроизоляцией от грунтовых и поверхностных вод;

при уровне грунтовых вод выше отметок заложения конструкции теплосети пол камер рекомендуется располагать выше отметок попутного дренажа. Пол камеры должен иметь уклон в сторону приямка, устраиваемого для сбора воды. В случаях, когда пол камеры располагается ниже отметок попутного дренажа, водонепроницаемость днища и стен должна обеспечиваться за счет устройства оклеечной гидроизоляции;

приямки в полу камер располагать следует под одним из круглых люков в перекрытии для удобства откачки воды;

при устройстве переходов через трубопроводы на высоте более 800 мм должны предусматриваться переходные мостики с площадками и лестницами по обе стороны от трубопроводов шириной не менее 600 мм;

для обслуживания оборудования, расположенного на высоте более 1,5 м, обязательно устройство площадок с лестницами и ограждениями;

сальниковые компенсаторы и задвижки должны устанавливаться вразбежку со смещением на 100 – 150 мм в зависимости от диаметра;

врезка труб ответвлений должна осуществляться сверху или сбоку основных труб.

Камеры, служащие для размещения узлов трубопроводов большого диаметра, в которых установлены секционирующие задвижки и устроены ответвления, имеют большие габариты в плане и по высоте. Над такой камерой необходимо ставить надземный павильон для обслуживания задвижек, больших размеров по высоте.

Строительная часть камер обычно выполняется из монолитного железобетона, так как осуществление их в сборном варианте потребует изготовления сборных элементов в ограниченном количестве, что нерентабельно при заводском производстве. Павильоны выполняются по типовым проектам в виде одноэтажных зданий, устанавливаемых непосредственно над камерами тепловых сетей. Стены павильона возводят из кирпича на цементном растворе. Наружная поверхность стен облицовывается кирпичом разных тонов. Перекрытие здания собирают из сборных железобетонных панелей типовой конструкции, а утеплитель делают из пеностекла. Кровля выполняется из рубероидного ковра.

Неподвижные опоры, размещаемые в камерах, выполняются путем закрепления трубопроводов при помощи упорных приварных металлических деталей (фланцев и косынок) в монолитных железобетонных стенах камеры. В камерах сборных конструкций неподвижные опоры выполняются в виде металлического каркаса из прокатной стали (швеллеров, двутавров), укрепляемого в перекрытии, днище и стенах камеры. В этом случае трубопроводы закрепляются на каркасе при помощи приварных планок и косынок. Конструкция неподвижных опор разрабатывается в соответствии с принятой конструкцией камер (рис. 17.14). Неподвижные опоры, размещаемые по трассе тепловых сетей вне камер, выполняются щитовой конструкции.

Щитовые неподвижные опоры представляют собой прямоугольный железобетонный щит с отверстиями для пропуска теплопроводов, которые закрепляются в нем при помощи упорных металлических приварных деталей (рис. 17.15). При прокладке тепловых сетей в каналах щитовую опору закрепляют в конструкции канала, передавая на нее действующие осевые силы от трубопроводов. Опора удерживается в грунте за счет сил трения, возникающих на наружных поверхностях конструкции примыкающего канала.

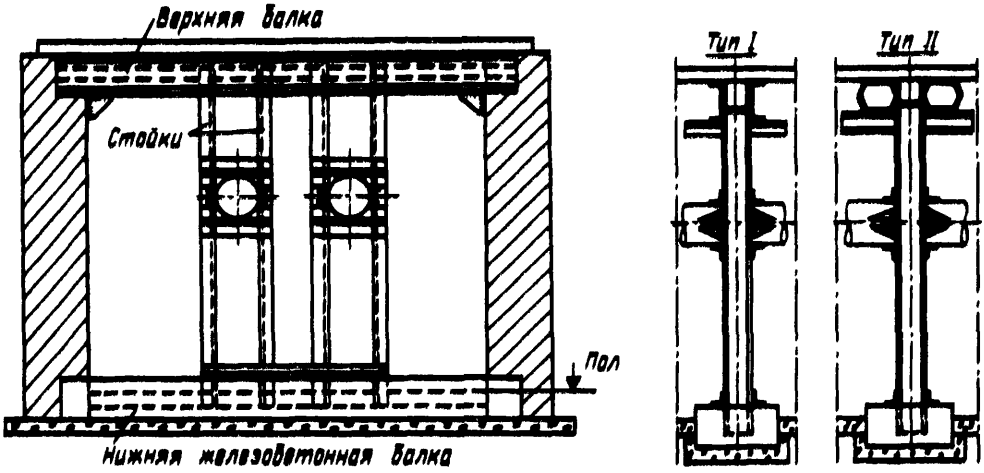


Рис. 17.14. Металлическая неподвижная опора в камерах

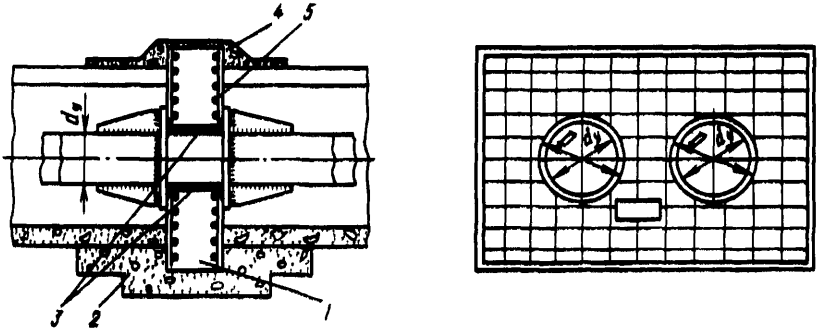


Рис 17 15 Щитовая неподвижная опора для непроходных каналов

1 – щит (бетон В25), *2* – бетон В10, *3* – три слоя изола, четыре слоя стеклоткани на полиэфирной смоле *4* – окаечная гидроизоляция, *5* – арматура

При расчете щитовых неподвижных опор принято опирание их только на стенки канала Опирание на перекрытие и дно канала при расчете не учитывается, так как опора должна работать при снятом сборном перекрытии канала (аварийный ремонт), а дно канала не является конструктивным элементом Опоры выполняются с двойным симметричным армированием, так как действующие усилия от труб могут быть направлены в противоположные стороны

Щитовые железобетонные опоры выполняются по типовым чертежам, разработанным для различных диаметров трубопроводов и действующих на опоры осевых усилий

Мосгипроектом разработаны, рассчитанные на осевое усилие от 10 до 500 кН, конструкции монолитных железобетонных неподвижных щитовых опор для тепловых сетей с условным диаметром от 50 до 700 мм, прокладываемых в непроходных и полупроходных каналах

В бесканальных тепловых сетях применяются типовые щитовые железобетонные неподвижные опоры (сборные и монолитные) – по альбому А133-67

Для неразгруженных неподвижных опор, воспринимающих неуравновешенное гидравлическое давление и силы трения в скользящих опорах при трубопроводах диаметром более 800 мм, находят применение конструкции в виде камер или опор таврового профиля, выполняемые из монолитного железобетона (рис 17 16)

Если камера неподвижной опоры может быть использована для размещения в ней оборудования (задвижек, сальниковых компенсаторов и др), то ее внутренние габариты принимаются исходя из этого Для повышения устойчивости и сопротивления сдвигающему усилию камера выполняется с устройством зуба или щита (рис 17 17) При расче-

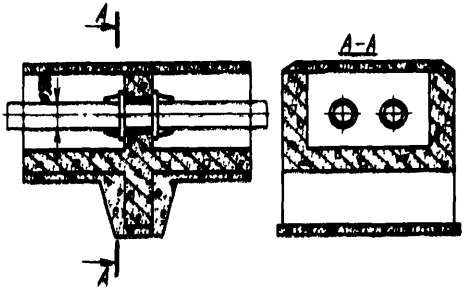


Рис 17 16 Железобетонная неподвижная опора таврового профиля неразгруженная (для труб D_y 500 мм)

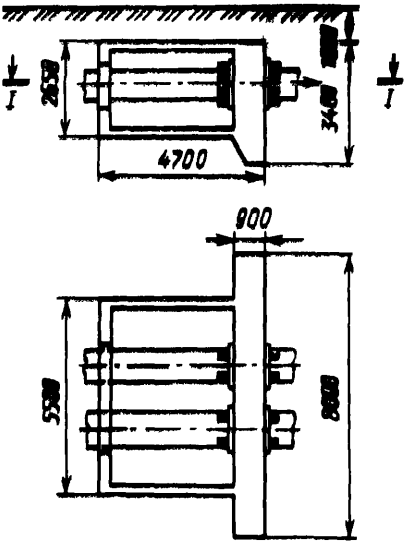


Рис 17 17 Железобетонная неподвижная опора в виде камеры из монолитного железобетона для больших усилий (более 2000 кН)

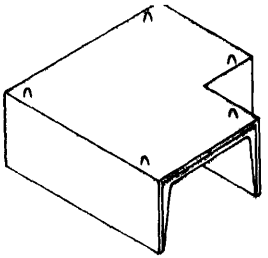


Рис. 17.18. Угловой элемент канала рамной конструкции

те устойчивости камеры учитываются силы трения, возникающие по днищу и боковым поверхностям, и пассивное сопротивление грунта по торцевым поверхностям камеры и зуба при ненарушенной структуре грунта и вводятся в расчет фактические его характеристики по данным изысканий.

Тавровые неподвижные опоры (рис. 17.16) удерживают передаваемые трубопроводами усилия главным образом за счет пассивного сопротивления грунта по заглубленным в грунт поверхностям зубьев.

При проектировании неподвижных опор таврового типа или в виде железобетонных камер они рассчитываются как фундаменты, нагруженные вертикальными и горизонтальными силами.

Конструкции неподвижных опор должны проверяться на устойчивость против опрокидывания и скольжения.

Для компенсации температурных удлинений трубопроводов часто используются гибкие П-образные компенсаторы, устанавливаемые между неподвижными опорами. Компенсаторы размещаются в нишах, выполняемых в виде одностороннего уширения канала или канала, имеющего форму компенсатора. Ниши компенсаторов могут выполняться из бетонных стеновых блоков, железобетонных плит перекрытия и балок типовых сборных непроходных каналов.

Ниши компенсаторов для трубопроводов больших диаметров выполняются из сборных деталей коллекторов. При отсутствии этих деталей целесообразно применение угловых секций рамной конструкции, изготавливаемых на заводах железобетонных изделий, поставляющих сборные элементы каналов для прямолинейных участков трассы (сводов, рамных секций, лотков) (рис. 17.18).

Угловые секции необходимы также для выполнения канала на участках поворота трассы при использовании самокомпенсации трубопроводов Г- и Z-образной конфигурации.

Следует учитывать недопустимость применения при строительстве ниш металлических балок и других деталей, подвергающихся коррозии.

Глава восемнадцатая

КОНСТРУКЦИИ БЕСКАНАЛЬНОЙ ПРОКЛАДКИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

18.1. Классификация бесканальных прокладок и требования к ним

Конструкция бесканального трубопровода состоит из четырех слоев: антикоррозионного, теплоизоляционного, гидроизоляционного и защитно-механического (рис. 18.1), некоторые слои могут отсутствовать. В этом случае функции отдельных слоев совмещаются или передаются другим. Принято делить бесканальные прокладки на засыпные, сборные, литые и монолитные.

Засыпные прокладки. Трубы укладываются на опоры или сплошное бетонное основание и засыпаются сыпучими теплоизоляционными материалами (торф, термоторф, гидрофобный мел, асфальтоизол и др.).

Сборные прокладки. Тепловая изоляция накладывается на трубы из штучных элементов (кирпичей, сегментов, скорлуп).

Литые прокладки. Литая тепловая изоляция выполняется на трассе (или привозится) заливкой раствора из пенобетона, пеносиликата или расплавленного материала на битумной основе в инвентурную опалубку или форму. В литых конструкциях путем нанесения на трубы смазочных материалов создаются условия для перемещения их внутри тепловой изоляции при температурных удлинениях.

Монолитные прокладки являются разновидностью литых конструкций, но изготов-

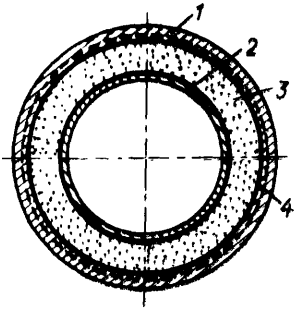


Рис. 18.1. Принципиальная схема бесканального трубопровода.

1 – защитно-механический слой; *2* – антикоррозионный слой; *3* – тепловая изоляция, *4* – гидроизоляционный слой

ляются в заводских условиях. В некоторых из них теплоизоляционный слой прочно сцепляется с поверхностью грубы (автоклавный армированный пенобетон, фенольный пенопласт ФЛ и др.), в других (конструкции на битумной основе) трубы перемещаются внутри тепловой изоляции.

Надежная и эффективная (по тепловым качествам) работа бесканального трубопровода может быть обеспечена при соблюдении ряда основных условий:

основной теплоизоляционный слой должен при приемлемой толщине обеспечивать тепловые потери не более нормативных и не иметь в своем составе примесей, могущих вызывать наружную коррозию труб;

устойчивость физических и химических характеристик тепло-, гидро- и антикоррозионных покрытий в течение нормативного срока службы,

прочность, обеспечивающая надежную работу подземного трубопровода,

индустриальность, сборность, а также возможность изготовления трубопроводов на заводах, строительных полигонах и заготовительных базах при тщательном контроле за качеством изготовленной продукции;

возможность транспортировки без повреждений и удобного монтажа на трассах и контроля за качеством выполненных работ.

Исходя из указанных условий наиболее желательны для применения монолитные конструкции, однако в практических условиях находят применение и другие конструкции.

Хотя немалое значение для последующей надежной эксплуатации имеет качество выполнения строительно-монтажных работ и соблюдение правил эксплуатации, все же основа надежной работы бесканального трубопровода – правильный выбор конструкции прокладки.

Под конструкцией прокладки в данном случае понимается взаимодействие всех четырех слоев, причем главное условие – сухое состояние теплоизоляционного слоя, что одновременно обеспечивает и предохранение трубы от наружной коррозии и стабильность тепловой характеристики слоя.

18.2. Конструкции бесканальных прокладок

Армопенобетонная конструкция. Конструкция имеет наибольший срок применения и наиболее надежна из применяемых; требует заводского изготовления в автоклавах. Объемная масса пенобетона 400 кг/м^3, прочность на сжатие 0,8 МПа, коэффициент теплопроводности в сухом состоянии 0,093 – 0,116 Вт/(м·К).

Для повышения прочности при транспортировке автоклавный армопенобетон армируется спирально-стальной проволокой, соединенной в продольном направлении стальными прутками контактной сваркой. Толщины теплоизоляции следует выбирать, исходя из норм тепловых потерь. В настоящее время применяемые толщины составляют для подающих труб 85 – 90 мм и 65 – 75 мм для обратных.

Основной недостаток, выявленный при длительной эксплуатации конструкции, состоит в недостаточно эффективной гидроизоляции, что приводит к значительному увлажнению теплоизоляционного слоя и, как следствие, к наружной коррозии труб, особенно в местах заделки стыков и около входов труб в камеры. В настоящее время ведутся работы по совершенствованию конструкции.

Оболочки на битумной основе. К ним относятся конструкции из битумоперлита, битумовермикулита, битумокерамзита и др. Объемная масса 500 – 550 кг/м^3, прочность на сжатие 3 – 5 МПа, коэффициент теплопроводности 0,1 – 0,13 Вт/(м·К). Изолированные трубы выпускают диаметром от 40 до 400 мм при толщине изоляционного слоя 60 – 80 мм.

Недостатки конструкции: малая термостойкость (не выше 130 °С), большое водопоглощение (до 110% по массе, за 30 сут), что вызывает необходимость специальных гидрозащитных покрытий, малая механическая прочность, повышенная теплопроводность, неоднородность массы по длине, трещиноватость, высокая скорость коррозии (0,55 – 0,75 мм в год). Оболочки выпускаются без антикоррозионного покрытия на трубах.

Оболочки из полимербетона. По данным разработчика конструкции (ВНИПИЭнергопром Минэнерго СССР) изоляционный слой конструкции получается интегральным. Большая плотность наружного слоя (800–1000 кг/м^3) обеспечивает водонепроницаемость конструкции, а слоя, прилегающего к трубе и сцепленного с ним, – защиту от наружной коррозии трубы. Средний слой конструкции плотностью 200–300 кг/м^3 обеспечивает высокие теплоизоляционные свойства. По данным института средняя плотность оболочки – около 450 кг/м^3, водопоглощение за 30 сут – около 20% по объему, коэффициент теплопроводности – около 0,07 Вт/(м·К), скорость коррозии – 0,03–0,12 мм/год. Технология нанесения полимербетона разработана для труб диаметром до 400 мм. Заделка стыков после сварки производится либо сегментами, либо заливкой в формы. Объем производства и качество изделий в значительной мере определяются сырьевой базой. Оболочки могут применяться и при прокладке в каналах.

Оболочки из фенольного пенопласта изготовляются из фенольных и фенолфурольных пенопластов. Плотность изоляционного слоя около 150 кг/м^3, прочность на сжатие не менее 0,7 МПа, коэффициент теплопроводности в сухом состоянии 0,05–0,06 Вт/(м·К). Основным недостатком является значительная сквозная пористость, что приводит к высокому водопоглощению (90% по объему, за 30 сут), что требует применения долговечного и прочного наружного гидроизоляционного покрытия.

По методу изготовления, разработанному ЛенЗНИИЭП, работает несколько полигонов, выпускающих, помимо труб, также изолированные отводы и скорлупы.

Асфальтоизол. Конструкция выполняется непосредственно на трассе путем засыпки массы из самоспекающихся порошков (природный асфальтит с температурой плавления 180–220 °С и мазут 15–20%) и последующего нагрева до 150 °С. Трубы укладываются на бетонные столбики, располагаемые на расстоянии 2–7 м друг от друга в зависимости от диаметра. Асфальтоизол имеет низкий коэффициент теплопроводности: 0,085–0,1 Вт/(м·К) в сухом состоянии и до 0,2 Вт/(м·К) во влажном. После прогрева конструкция (разработчик ВТИ) получается трехслойной аналогично описанной выше конструкции в полимербетоне.

Вместо природного асфальтита (остро дефицитен) можно применять искусственный, разработанный БашНИИНП (г. Уфа) с объемной массой 1000–1100 кг/м^3 и коэффициентом теплопроводности 0,14–0,16 Вт/(м·К).

Засыпная изоляция из гидрофобизированного мела (разработчики – ВТИ и ВНИИстройполимер). Для гидрофобизации природного (размолотого в порошок) мела используются различные поверхностно активные вещества. Коэффициент теплопроводности при плотности 1000 кг/м^3 составляет 0,86 Вт/(м·К). Засыпка производится в инвентарную опалубку, днище и боковины которой выстилают полиэтиленовой пленкой. Пленкой закрывается и верх конструкции после засыпки порошка.

18.3. Защита бесканальных трубопроводов от увлажнения

Защита тепловой изоляции от увлажнения и труб от наружной коррозии может быть обеспечена двумя способами: внутренним, относящимся к самой теплоизоляционной конструкции, и внешним, относящимся к прокладке в целом.

Снижение влажности и активности коррозионных процессов внутри самой теплоизоляционной конструкции может быть достигнуто за счет применения гидрофобных и теплоизоляционных материалов, имеющих щелочную реакцию и высокое омическое сопротивление, прочного сцепления изоляции с поверхностью трубы, монолитного стыка в конструкциях заводского изготовления.

Опыт эксплуатации показывает, что одновременно решить задачу защиты от увлажнения и добиться снижения активности коррозионных процессов только за счет внутренних факторов практически невозможно.

Возможность увлажнения тепловой изоляции и коррозионная активность могут быть значительно уменьшены за счет снижения влажности окружающего грунта и главное – прекращения действия капиллярных сил. Попутный дренаж даже при наличии под теплопроводами гравийной постели не обеспечивает защиты от увлажнения, так как влага поступает к трубопроводу из зоны грунтовых вод с боковых сторон прокладки (рис. 18.2).

Как видно из рис. 18.2, зона грунтовых вод ограничена линией депрессии и дренажной постелью. Однако действие капиллярных сил на линии депрессии не прекращается. Возможность увлажнения капиллярной влагой за счет поступления ее с боковых сторон определяется высотой капиллярного поднятия, которая зависит от типа грунта (табл. 18.1).

При прокладке в песках мелких фракций и глинистых грунтах при недостаточной ши-

рине дренажной постели вода может поступать к изоляционной конструкции из зоны пониженного уровня грунтовых вод Кроме того, значительное количество воды поступает с поверхности земли за счет осадков В зависимости от типа грунта, окружающего трубопровод будут иметь место различные условия для проникновения влаги к изоляционной конструкции трубопровода

Если трубопровод проложен в хорошо фильтрующих грунтах с большими порами, в которых не действуют капиллярные силы, то верховая вода не задерживается грунтом В этом случае увлажнение возможно за счет смачивания поверхности свободной водой, которая выпадает непосредственно над трубопроводом Если скорость впитывания изоляционного материала (или защитной оболочки) невелика, то количество влаги, проникающей в изоляционный слой, будет небольшим

Если грунт хорошо фильтрующий, но с более мелкими порами, в которых сказывается действие капиллярных сил (например, песок), то часть верховой влаги удерживается в порах грунта Количество влаги, удерживаемое грунтом и поступающее к трубопроводу зависит от размера пор

Из данных табл 18 1 следует, что при крупности частиц песка 0 5 – 1,0 мм возможность увлажнения ограничена, она сильно возрастает в песках с крупностью частиц 0 05 0 1 мм Если грунт содержит много мелких фракций (пылеватые пески супесь), то капиллярные силы в основном определяются содержанием этих фракций и возможность увлажнения в таких песках значительно больше

В грунтах, способных к набуханию (глины, суглинки) сосредоточивается большое количество влаги Эта влага не только подтягивается со значительного расстояния

Таблица 18 1 **Высота капиллярного поднятия воды h, мм, в зависимости от диаметра фракций, вида материала и его формы (по В. В. Охотину)**

Фракции мм	Окатанный кварц		Остроугольный кварц	
	r мм	h мм	r мм	h мм
2 – 1	0,169	90	0 277	55
1 – 0,5	0,104	146	0,123	132
0,5 – 0,25	0,058	263	0 059	257
0,1 – 0,05	0,018	827	0 015	1003
0,06 – 0,01	0,012	1277	0 007	2050

Здесь r – радиус микрокапилляра

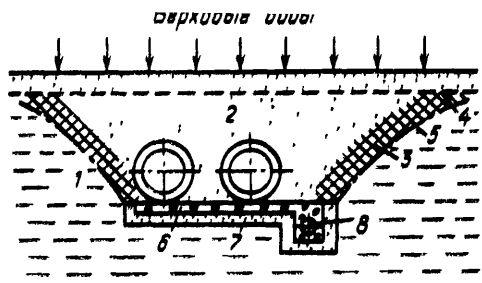


Рис 18 2 Схема увлажнения изоляции бесканального трубопровода

1 – зона грунтовых вод, *2* – зона верховых вод *3* – зона капиллярного поднятия грунтовых вод *4* – уровень грунтовых вод до понижения, *5* – линия депрессии, *6* – дренажная постель, *7* – защитный фильтр, *8* – дренажная труба

к трубопроводам, но за счет осмотического давления выдавливается через неплотности в гидроизоляционном слое в поры тепловой изоляции Небольшие отверстия в гидрозащитной оболочке под действием давления жидкости постепенно увеличиваются, приводя в конечном итоге к растрескиванию и разрушению гидроизоляционного покрытия Если обсыпать трубопровод песчаным грунтом крупных фракций, то поступления влаги из массива грунта происходить не будет Из всего сказанного можно сделать следующие рекомендации по внешним способам защиты

Бесканальные трубопроводы, имеющие гидрозащитную оболочку, при прокладке их в глинистых или мелкопесчаных грунтах с большим капиллярным поднятием должны обсыпаться средне- или крупнозернистым песком Эти обсыпки должны распространяться и на гидрофобную изоляцию, если в последней в процессе эксплуатации образуются трещины, или отсутствует сцепление изоляции с трубой, или тепловая изоляция имеет кислую реакцию Обсыпка песком производится независимо от того, прокладываются ли трубопроводы с попутным дренажем или без него

В глинистых грунтах независимо от уровня грунтовых вод должен быть организован отвод влаги с помощью продольного дренажа В противном случае траншея будет заполняться водой, выдавливаемой из окружающего глинистого грунта

Обсыпка трубопровода будет способствовать снижению сил трения, сохранению гидрозащитного и защитно-механического слоев, снижению нагрузок на опоры

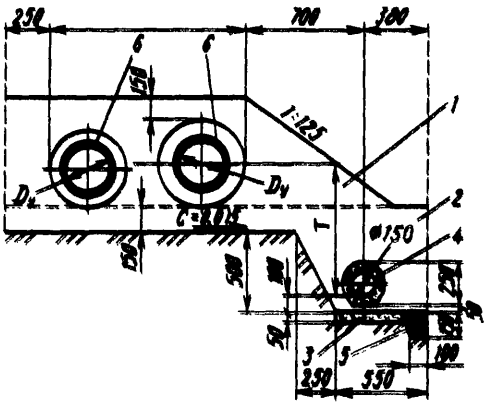


Рис. 18.3. Прокладка бесканальных трубопроводов в суглинистых и глинистых грунтах для труб диаметром до 300 мм (конструкция Мосинжпроекта):

1 – песок обсыпки с коэффициентом фильтрации не менее 5 м/сут; *2* – песок основания дренажа с коэффициентом фильтрации не менее 20 м/сут; *3* – щебень основания, втрамбованный в грунт; *4* – трубофильтр керамзитостеклянный ТКС-15; *5* – рабочий дренаж из щебня; *6* – трубопроводы в гидрозащитной оболочке

При выборе конструкции и разработке защитных мероприятий необходимо принимать во внимание климатические факторы – количество выпадающих осадков, испаряемость их и др. Условия эксплуатации прокладок в южных районах с небольшим количеством осадков, хорошей испаряемостью, наличием песчаных грунтов являются более благоприятными, чем в северных, северо-западных и северо-восточных районах страны.

На рис 18.3 дан примерный вариант конструкции обсыпки песчаным грунтом в суглинках и глинах, разработанный Мосинжпроектом.

Для долговечности работы бесканального трубопровода наибольшее значение в его конструкции имеет внешнее гидроизоляционное покрытие, поскольку именно от него зависит предохранение теплоизоляционного слоя от увлажнений и трубы от наружной коррозии. Такое покрытие, помимо водонепроницаемости (по А. Н. Крашенинникову воздухонепроницаемости) должно обладать: хорошей адгезией к теплоизоляционному материалу; достаточной температуроустойчивостью (в пределах 60 – 70 °С); высокой стойкостью к ударным нагрузкам; незначительным водопоглощением; стойкостью к агрессивным и биологическим средам.

В качестве материалов для выполнения гидроизоляционных покрытий бесканальных трубопроводов применяются рулонные материалы (изол, бризол, стеклоткани), битумные мастики, полимерные ленты, полиэтилен.

Изол – материал, состоящий (ГОСТ 10296-71) из резиновой крошки (регенеративные отходы перемолотых покрышек) – 20 – 25 %, битума дорожного БНД-40/60 – 28 – 30 %, битума строительного БН-1 – 25 – 30 %, асбеста 7-го сорта 12 – 25 %, масла (креозотного или антраценового) – 1 %, кумароновой смолы – 1 – 2 %.

Изол обладает повышенной термостойкостью, поэтому рекомендован для использования в качестве антикоррозионного материала для трубопроводов тепловых сетей канальных прокладок с температурой теплоносителя до 150 °С.

Бризол – материал, подобный изолу. В зависимости от марки состоит из битума БН – IV – 52 – 38 %, резиновой крошки – 22 – 20 %, асбеста 7-го сорта 12 – 20 %, озокерита – 1 – 5 %. В бризол марки Бр-М вводится полиизобутилен в количестве 5 %, а в бризол марки БР-П – полиэтилен, благодаря чему они обладают пониженной хрупкостью при отрицательных температурах. Бризол обладает меньшей термостойкостью (до 110 °С).

Таблица 18.2. **Характеристика изола, бризола и пленки ПДБ**

Наименование	Изол	Бризол				Пленки ПДБ		
		БР-С	БР-М	БР-Г	БР-П	ПДБ-1	ПДБ-2	ПДБ-3
Прочность при разрыве, МПа	0,5	0,8	0,7	1,5	1,5	10,0	8,0	12.0
Относительное удлинение не менее, %	70	70	75	30	72	40	60	40
Морозостойкость, °С	– 30	– 15	– 20	– 5	– 20	– 50	– 50	– 40
Водопоглощение за 24 ч, % по массе	0,4	0,5	0,5	0,5	0,3	0,2	0,2	0,2

Таблица 18.3. **Характеристика стеклосеток** (по ТУ 6-11-99-75)

Марка сетки	Ширина, мм	Толщина, мм не более	Масса 1 м² не более	Плотность число нитей на 100 мм		Разрывная нагрузка, Н, не менее	
				основа	уток	основа	уток
СС-1	900 ± 20	0,2	Не регламентируется	80 ± 20	80 ± 20	1000	1000
СС-8Р	970 ± 20	Не регламентируется	0,2	80 ± 20	40 ± 10	1200	400

Таблица 18.4. **Характеристика битумно-резиновых составов**

Содержание компонентов, %		Температура размягчения, °С	Температура, при которой возникает хрупкость, °С
Битум IV – 60%, Битум V – 40%	Резина		
100	—	71	5
97	3	77	–5
95	5	82	–5
92	8	90	–10
90	10	98	–10
88	12	103	–15

Оберточно-гидроизоляционный материал (ИДЬ) (табл 18.2) изготовляется трех марок для эксплуатации в температурных интервалах ИДЬ-1 от –40 до +50°С; ИДЬ-2 от –40 до +40 °С, ИДЬ-3 – от –30 до +50 °С

Стеклоткани применяются марки Э, стеклосетки СС-1, СС-8Р, стеклохолсты ВВ-Г Наиболее пригодными являются стеклосетки, так как в этом случае обеспечивается наибольшее проникновение мастики в армировочный материал (табл 18.3)

Стеклоткани должны изготовляться из стеклошариков алюмоборосиликатного состава с гарантийным содержанием оксидов щелочных материалов не более 0,5% (ТУ 6-11-76-72).

Если в качестве каркаса гидроизоляционного покрытия используются изол, бризол, стеклосетки, пленки ПБД, то в качестве склеивающего материала наибольшее применение находят битумные мастики, так как они имеют достаточную температуроустойчивость (табл. 18.4).

Битумно-резиновые мастики представляют собой сплав нефтяных или строительных битумов с наполнителями. В качестве наполнителя используется резиновая крошка, получаемая из использованных автопокрышек.

Для устройства гидроизоляции предпочтительнее битумы марки БНИ (изоляционные), так как обладают большей эластичностью. Однако используются и строительные (БН), и кровельные битумы (БНК). Характеристика битумов приведена в табл. 18 5

Таблица 18.5. **Характеристика нефтяных битумов**

Марка	Глубина проникновения иглы при 25°С, мм	Растяжимость при 25 °С, мм	Температура размягчения °С, не менее	Температура вспышки, °С, не менее
БНИ-IV	25–40	4	75	230
БНИ-IV-3	30–40	4	65–75	230
БНИ-V	30–40	2	90	230
БН-V	21–40	3	70	230
БН-V	5–20	1	90	230
БНК-2	140	Не нормировано	40	240
БНК-5	20	То же	90	240

Значительно увеличивается вязкость мастики при введении в нее до 5–7% пластификаторов из полиизобутилена П-6, П-8, П-20. Это позволяет применять мастику при низких температурах.

В табл. 18.6 приведен состав битумных мастик по ТУ ЛенЗНИИЭП

Зимние мастики с содержанием 5% пластификаторов применяются до –15°С, при более низкой температуре содержание пластификатора увеличивается до 7%, соответственно снижается содержание битума.

Полимерные ленты получают из различных термопластических материалов – полиэтилена, поливинилхлорида, полипропилена и др. Поливинилхлоридные, полиамидные, полиэтиленовые, полипропиленовые липкие изоляционные ленты предназначены для изоляции стальных газо- и нефтепроводов в трассовых условиях. Липкие ленты применяются в качестве гидроизоля-

ционного покрытия трубопроводов. Конструкция изоляционного покрытия на основе полимерных лент должна определяться проектом с учетом погрузочных, транспортных и монтажных работ. Для бесканальных трубопроводов количество защитных полимерных слоев должно быть не менее двух. В отдельных случаях для защиты гидроизоляционного покрытия из полимерных лент от механических повреждений может наноситься дополнительный слой из пленки ПДБ, стеклохолста, бризола и других материалов.

В табл. 18.7 приведена характеристика липких лент.

Таблица 18.6. **Состав гидроизоляционных мастик по ТУ ЛенЗНИИЭП**

Марка мастики	Состав по массе, %				
	Битум		Крошка резиновая	Гранулы полиэтиленовые низкой плотности	Пластификаторы
	70/30 (БН-IV)	90/0 (БН-V)			
МБР-Л-1	45	45	10	—	—
МБ-Л-II	—	83	12	—	5
МБР-3	45	40	10	—	5
МБП	90	—	—	10	—

В случае применения в качестве армирующего слоя бризола предусматривается защитно-механическое покрытие из асбестоцементной штукатурки по металлической сетке, состав штукатурки: 70% портландцемента марки 400 и 30% асбеста 7-го сорта, слой рекомендуется в 15–20 мм.

Применяются два способа нанесения полиэтиленовых покрытий: для труб диаметром до 300 мм – в виде сплошной непрерывной оболочки, для труб диаметром выше 300 мм – путем склеивания лент из полиэтилена горячим способом.

Исходным материалом для получения гидроизоляционного покрытия является полиэтилен.

Полимерные покрытия из полиэтилена высокого давления (ГОСТ 16337-77) и низкого давления (ГОСТ 16338-77) обладают высокой водостойкостью, низкой воздухопроницаемостью, достаточной механической прочностью и температуроустойчивостью при температурах на поверхности слоя 70–80 °С. Для повышения механической прочности в полиэтилен добавляют 8–10% сажи. Полиэтиленовая оболочка в виде непрерывного бесшовного чулка изготовляется из полиэтилена высокого давления марок, пригодных для экструзионной переработки с помощью кольцевой насадки. Такой чулок достаточной толщины может быть наиболее надежным гидроизоляционным покрытием.

Таблица 18.7. **Характеристика липких лент из полимерных материалов**

Наименование	Марка ленты			
	ПИЛ	ВВХ-СЛ	ПВХ-ЛМП	ЛТП
Клей	Перхлорвиниловый			Специальный каучуковый
Толщина ленты, мкм	300	350	300	300
Ширина ленты, мм	400, 450, 500	400, 450, 500 500	450, 500	450, 500
Толщина клея, мкм	100	100	80	100
Прочность на разрыв, МПа	0,1	0,1	0,12	0,2
Удельное объемное сопротивление, Ом·м	1,0·10	1,0·10	1,0·10	1,0·10
Относительное удлинение при разрыве, %	80	80	100	100
Липкость ленты, с	20	10	50	20
Морозостойкость, °С	−30	−20	−60	−30
Температура нанесения, °С	+5	−12	−40	+5

Прогрессивным способом изоляции стыков является их замоноличивание. Для этого применяются фенольный поропласт, газобетон и пенокерамзитобетон естественного твердения и обычные легкие бетоны.

Кроме технологических достоинств вариант монолитного стыка имеет эксплуатационные преимущества, особенно при применении материалов, идентичных материалам, применяемым на линейных участках.

Особое внимание следует уделить тщательной гидроизоляции выполненного монолитного стыка.

Опыт эксплуатации бесканальной прокладки в армопенобетоне показывает, что наиболее уязвимыми участками в отношении активности коррозии являются участки полиэтиленового трубопровода при входе в стену камеры и на расстоянии 0,5–1,5 м от нее.

Причины коррозии в этих местах следующие:

появление сквозных отверстий в гидроизоляционной оболочке в местах прохода ее через камеру вследствие механических разрушений при монтаже, а также осадки и температурных удлинений теплопровода во время эксплуатации. Вероятность разрушений в этих местах намного больше, чем на линейных участках трассы;

наличие открытых концов в камерах, через которые происходит поступление воздуха в зону коррозионных процессов.

Для снижения интенсивности коррозии следует предусматривать монолитную изоляцию также на участках теплопроводов, проходящих через стены камер.

Наиболее действенным способом защиты по предложению ЛенЗНИИЭП является включение участка трубопровода в месте прохода его через стену камеры в металлический герметичный футляр (рис. 18.4).

Сооружение бесканальных трубопроводов требует тщательного выполнения строительно-монтажных работ. Нельзя допускать перекопки траншей, необходимо обеспечить плотную подбивку песком под смонтированный трубопровод. Для уменьшения просадки трубопроводы рекомендуется на подходах к камерам укладывать на гравийное основание. В слабых грунтах трубопроводы укладывают на бетонное основание (плиты).

Для создания свободной осадки трубопроводов по всей длине трассы в конструкциях неподвижных щитовых опор в стенах камер и зданий должен предусматриваться кольцевой зазор шириной до 10 см.

При этом трубопровод должен помещаться в верхней части зазора, что позволит ему при осадках свободно перемещаться вниз по вертикали. Кольцевые зазоры в стенах образуются посредством закладных металлических гильз. На рис. 18.5 изображена конструкция такой гильзы для труб ∅ 50–450 мм, разработанная ЛО ТЭП.

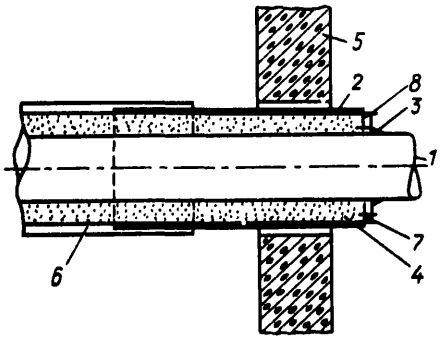


Рис. 18.4. Металлический футляр (ЛенЗНИИЭП) для прохода через стену камеры:

1 – труба, *2* – стальная манжета, *3* – сварка, *4* – тепловая изоляция; *5* – стена камеры, *6* – гидроизоляция, *7* – фланец; *8* – прокладки из гетинакса и болты

В камерах, в которых устанавливаются металлические каркасы неподвижных опор, предусматривают набор металлических стальных пластин общей толщиной 50–60 мм между корпусом компенсатора (трубой) и нижним ригелем каркаса.

Компенсацию температурных удлинений при бесканальной прокладке наиболее предпочтительно проводить с помощью сальниковых или волнистых компенсаторов, которые следует применять по плавающей

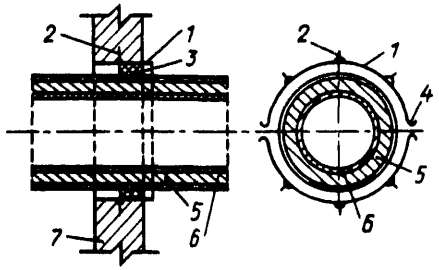


Рис. 18.5. Закладная металлическая гильза для прохода стен трубопроводами диаметром 50–450 мм

1 – стальной лист, *2* – круглая сталь, *3* – набивка из просмоленного каната, *4* – шестигранное соединения двух полуколец проволокой, *5* – изоляционная конструкция, *6* – труба

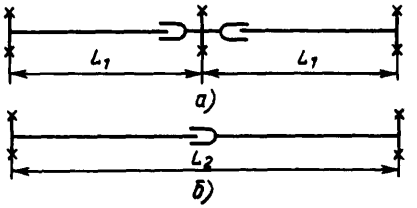


Рис 18 6 Схема установки осевых компенсаторов при бесканальной прокладке
а – обычная схема *б* – «плавающая» схема

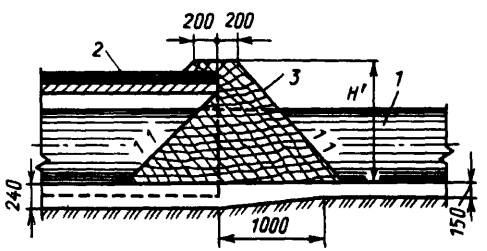


Рис 18 7 Сопряжение бесканального участка с канальными конструкциями (Мосинжпроект)
1 – труба проложенная бесканально *2* – канал *3* – щебень (гравии) обсыпки

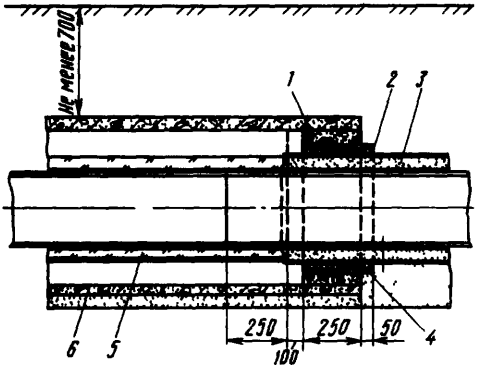


Рис 18 8 Сопряжение бесканального участка с канальным
1 – бетон *2* – закладная гильза *3* – теплоизоляционная конструкция трубопровода *4* – сальник из просмоленои пряди (каната) *5* – теплоизоляционная конструкция канального трубопровода *6* – канал

схеме (рис 18 6) При прокладке внутри микрорайонов компенсаторы необходимо устанавливать в подвалах зданий При вынужденном применении П-образных компенсаторов при подземной прокладке целесообразно отказываться от использования прилегающих свободных плеч Во всех случаях применения участков канальной прокладки необходимо предусматривать выпуск воды из них (за исключением сухих песчаных грунтов) Сопряжение бесканальных участков с канальными является слабым местом и должно выполняться тщательно

При отсутствии грунтовых вод в песчаных грунтах сопряжение бесканального участка с канальным может быть выполнено по рис 18 7 (конструкция Мосинжпроекта) В глинистых грунтах и на участках с высоким уровнем стояния грунтовых вод соединение бесканального участка с канальным рекомендуется выполнять по рис 18 8

Глава девятнадцатая

СПЕЦИАЛЬНЫЕ СООРУЖЕНИЯ ПО ТРАССЕ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

19.1. Мостовые переходы

Трасса городских тепловых сетей встречает на своем пути преграды – реки, каналы, железные и автомобильные дороги и другие препятствия, на пересечении с которыми требуется устройство специальных переходов, обеспечивающих нормальную и безопасную эксплуатацию как самих трубопроводов, так и пересекаемых сооружений

Расчетами проверяется прочность пролетного строения в целом и отдельных элементов конструкции на которые передаются вертикальные и горизонтальные нагрузки от трубопроводов

При расчете арок и главных балок пролетного строения старых мостов обычно вычисляются дополнительные напряжения, возникающие от веса трубопроводов при этом расчетные напряжения возникающие от собственного веса моста и временных нагрузок, суммируются с дополнительными напряжениями от трубопроводов Суммарные напряжения в материалах конструкции моста

не должны превосходить установленных нормами на проектирование мостов и выбираться в соответствии с техническим состоянием конструкций моста в настоящее время. Состояние последних определяется осмотром в натуре и фиксируется актом комиссии. Как показали выполненные расчеты мостов, в зависимости от диаметров прокладываемых труб дополнительные напряжения могут составлять 10% и более основных расчетных. В наиболее тяжелых условиях работы обычно оказываются элементы конструкций (диафрагмы, второстепенные балки), непосредственно воспринимающие нагрузку от трубопроводов. Поэтому эти элементы иногда необходимо усиливать.

Компенсация температурных перемещений трубопроводов, прокладываемых по мосту, осуществляется главным образом путем использования самокомпенсирующей способности труб при соответствующей форме трассы, и лишь в редких случаях удается осуществить компенсацию гибкими П-образными компенсаторами. При естественной компенсации обычно используются горизонтальные плечи трубопроводов на входе и выходе с моста. Эти горизонтальные участки трубопроводов размещаются в устоях моста или в каналах. Одновременно с горизонтальными участками трубопроводов в систему компенсации могут быть включены и вертикальные участки, располагаемые в шахтах устоев или специальных камерах, сооружаемых на подходах к мосту. Компенсация при помощи горизонтальных и вертикальных плеч трубопровода дает хорошую пространственную схему, однако при этом трудно учесть направление и смещение труб. В середине пролета моста устанавливаются неподвижные опоры, закрепляемые в конструкции пролетного строения. При естественной компенсации усилия в неподвижных опорах не достигают больших величин и поэтому могут быть восприняты конструкцией моста. Сальниковые компенсаторы при прокладке трубопроводов по мостам не применяются из-за трудности обслуживания и ненадежности их конструкции в эксплуатации. Применение П-образных компенсаторов возможно лишь при решетчатой конструкции главных балок моста, допускающей укладку труб в поперечном к оси моста направлении. Опорные конструкции трубопровода выбираются в зависимости от конструкции моста в целом и отдельных деталей его пролетного строения. Наиболее надежным способом является опирание скользящих кареток трубопроводов на специальную деталь, устанавливаемую непосредственно на конструкцию моста.

Тепловая изоляция трубопроводов, прокладываемых по мосту, должна иметь надежную конструкцию, гарантирующую длительный срок ее службы при сохранении теплоизоляционных качеств.

Конструкция тепловой изоляции состоит из минераловатных матов или войлока, которым обертывается трубопровод, и асбестоцементной штукатурки, наносимой на металлическую сетку. Покровный слой теплоизоляции выполняют из оцинкованного стального листа.

При размещении трубопроводов в металлическом пролетном строении необходимо обеспечить доступ к конструкции для покраски через зазоры между трубопроводами и балками, арками и диафрагмами.

Для обслуживания трубопроводов требуется сооружение постоянных площадок и лестниц, а если позволяет конструкция моста, то и сквозных проходов по балкам или аркам пролетного строения.

Обслуживание воздушников на трубопроводах, устанавливаемых, как правило, в середине моста в наиболее высоких точках, производится через люки, устанавливаемые обычно в проезжей части. Для спуска в люк устанавливаются постоянные лестницы, а для обслуживания воздушников – металлические площадки с ограждениями.

Основные работы по прокладке трубопроводов в пролетном строении моста включают монтаж труб и нанесение на них теплоизоляции. Эти два вида работ выполняются в большинстве случаев раздельно, так как редко удается вести монтаж труб с нанесенной на них тепловой изоляцией.

На рис. 191 показана деталь прокладки трубопроводов по мосту железобетонной конструкции. Трубопроводы размещены между двумя арками моста; подвеска их выполнена на качающихся подвесных опорах, закрепленных в железобетонном перекрытии. По верху железобетонных плит в местах установки опор уложены сваренные между собой швеллеры, к которым закреплены анкерные подвески. К последним шарнирно прикреплены тяги из круглой стали. Тяги удерживают опорную балку из швеллеров, на которую уложены каретки скользящих опор теплопроводов.

При проектировании прокладки трубопроводов по существующему мосту следует в наибольшей степени сократить выполнение работ по реконструкции несущих конструкций моста во избежание снижения их надежности. Следует отказываться от использования для прокладки трубопроводов существующих автодорожных и особенно железнодорожных мостов, если это потребует про-

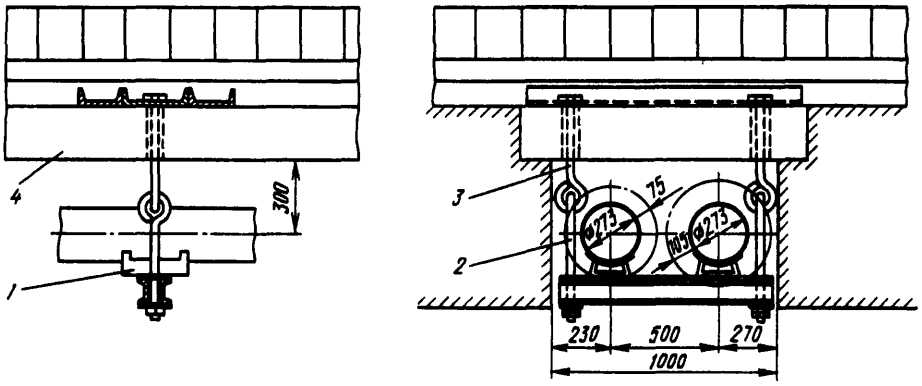


Рис. 19.1. Деталь подвески труб:
1 – скользящая опора; *2* – тяга; *3* – серьга; *4* – конструкция моста

бивки в опорах вертикальных ниш или вырезки отверстий в диафрагмах металлического пролетного строения, что может сказаться на ослаблении конструкций моста.

Необходимость в сооружении специальных мостовых переходов возникает при отсутствии существующих автодорожных или железнодорожных мостов, которые могут быть использованы для прокладки по ним трубопроводов.

Примером такой конструкции является арочный железобетонный мост (рис. 192).

Арка моста коробчатого сечения размером 5200 × 1160 мм состоит из трех корытообразных сборных железобетонных элементов (стенок), объединенных плитами верхнего и нижнего поясов. Нижние плиты устанавливаются по кривой арки и замоноличиваются со стенками. Верхние плиты также замоноличиваются со стенками, за исключением плит средней части пролета, которые снимаются во время ремонта теплопроводов. Высота сечения арки принята по конструктивным соображениям из условий размещений труб теплосети внутри пролетного строения. Устои выполнены из монолитного железобетона с применением гидротехнического бетона и устанавливаются на ростверке свайного основания, выполненного по верху железобетонных свай прямоугольного сечения. Верхняя часть устоя – пустотелая, соединяющаяся с полупроходным каналом теплосети. Трубы теплосети из устоя переходят в пролетное строение, располагаясь в нем по кривой хордами длиной по 5 м. Помещение в устое дает возможность обслуживания трубопроводов при эксплуатации. Сверху ключа арки имеется люк для обслуживания воздушников теплопроводов. По пролетному строению уложены ступени лестницы, бордюрные камни и асфальтовое покрытие.

При пересечении железнодорожных путей и автомобильных дорог наибольшее применение получила конструкция мостов, состоящая из пролетного строения в виде сварных металлических ферм, устанавливаемых на стоечные опоры с железобетонными фундаментами. Наибольший пролет ферм обычно не превышает 50 м. Мосты выполняются многопролетными при пересечении большого числа железнодорожных путей, если в междупутье можно установить промежуточные опоры. Крайние опоры устанавливают на железобетонные фундаменты, объединенные с шахтами, в которых размещаются вертикальные стояки теплопроводов, и выводят в примыкающие подземные каналы. В зависимости от грунтовых условий фундаменты опор устанавливают на материковый грунт или свайное основание из железобетонных свай и ростверка.

При проектировании мостовых переходов важное значение имеет выбор рациональной пространственной схемы трубопроводов, которая часто определяет не только действующие нагрузки, но и конструкцию моста.

Устройство неподвижных опор трубопроводов в пролетном строении перехода создает передачу на мостовую конструкцию горизонтальных усилий и возникновение значительных моментов в стойках и фундаментах, вызывая опасность появления недопустимого по величине крена (поворота). Лучшим решением является отказ от установки неподвижных опор в пролетном строении и устройство их в подземных каналах. Однако в этом случае необходимо определять и учитывать направление и смещение трубопроводов при температурных деформациях.

Не меньшее значение имеет выбор способа опирания трубопроводов на конструкцию моста, особенно при больших диамет-

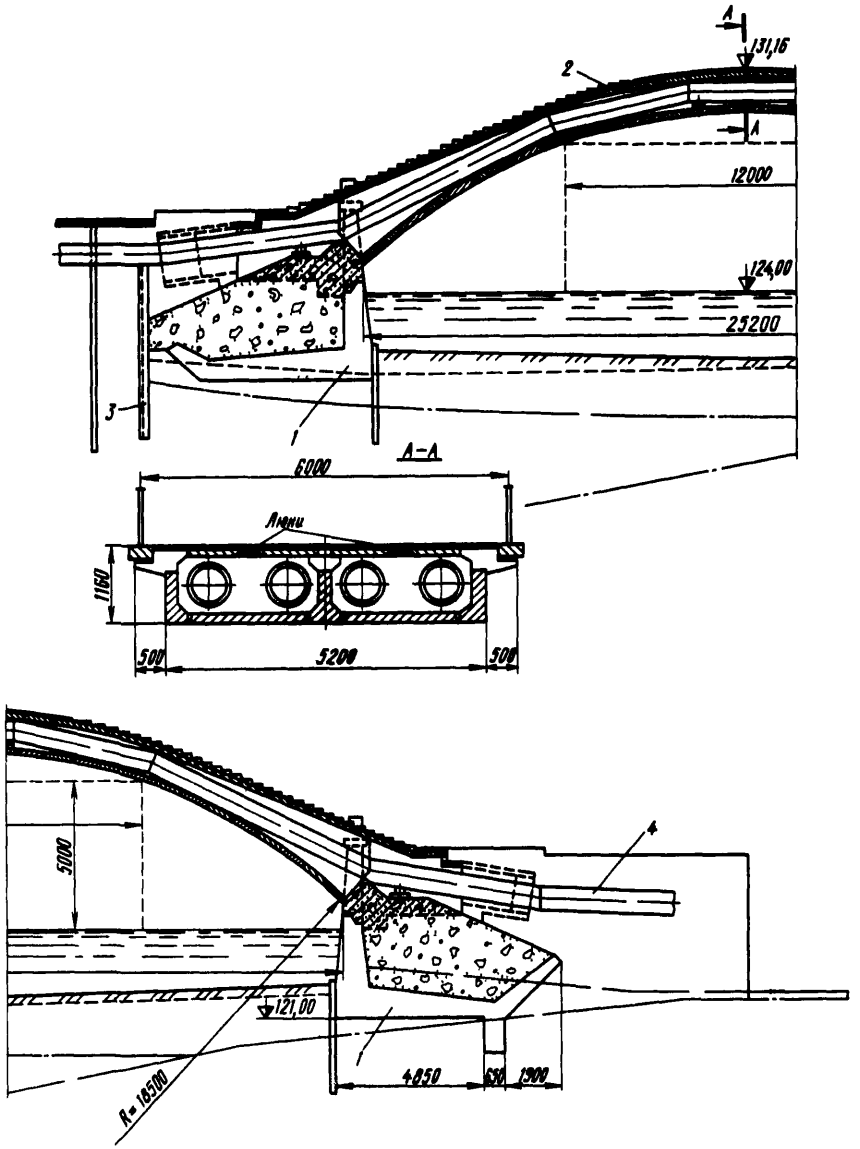


Рис 19 2 Конструкция арочного мостового перехода

1 – опора моста *2* – арка *3* – металлический шпунт (оставляемый), *4* – трубопроводы

Самой простой и надежной конструкции опирания трубопроводов является их свободная прокладка на катковых или скользящих опорах устанавливаемых на поперечные балки приваренные к нижним поясам ферм при эксплуатации требуется их периодическая смазка)

В качестве конструкции надземного перехода может служить металлический мост в виде двухшарнирной решетчатой рамы для прокладки тепломагистрали диаметром 1200 мм, позволяющий разместить в перспективе еще два трубопровода того же диаметра по верхним поясам рамы (рис 19 3)

При строительстве тепломагистралей через пути железных дорог нашли применение однопролетные мосты (рис 19 4) Такой однопролетный мостовой переход состоит из двух

металлических пролетных строений, которые опираются на две сборные железобетонные опоры, общие для обоих пролетных строений. Высота подмостового габарита 7,5 м. Расчетная длина пролетного строения 60 м.

Пролетное строение состоит из двух главных продольных сварных балок двутаврового сечения, объединенных поперечными балками и продольными связями. Расстояние между главными балками 2,6 м, высота – 2,1 м. В мостовом переходе предусмотрены эксплуатационные проходы внутри пролетных строений на уровне верха нижних продольных связей. Ширина проходов в свету 600 мм.

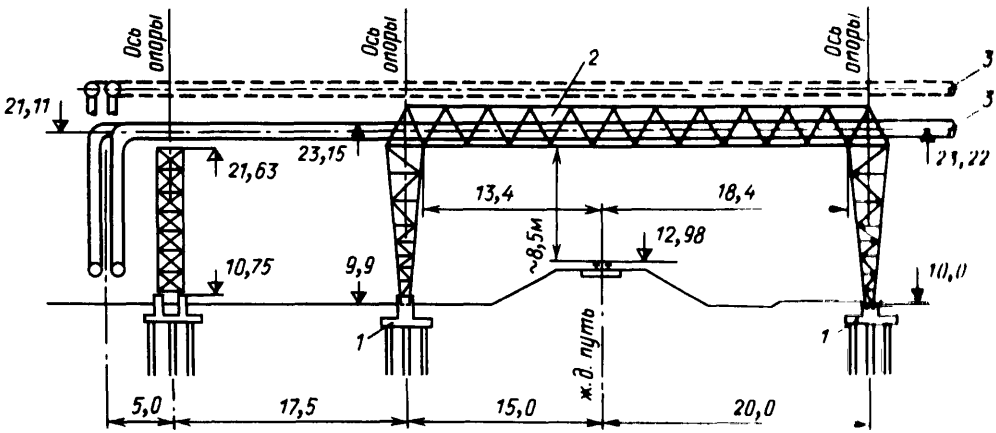


Рис. 19.3. Мостовой переход через железнодорожный путь металлическая двухшарнирная рама.

1 – опора; *2* – сварная металлическая рама; *3* – трубопроводы D_y 1200 мм (первой и второй очереди)

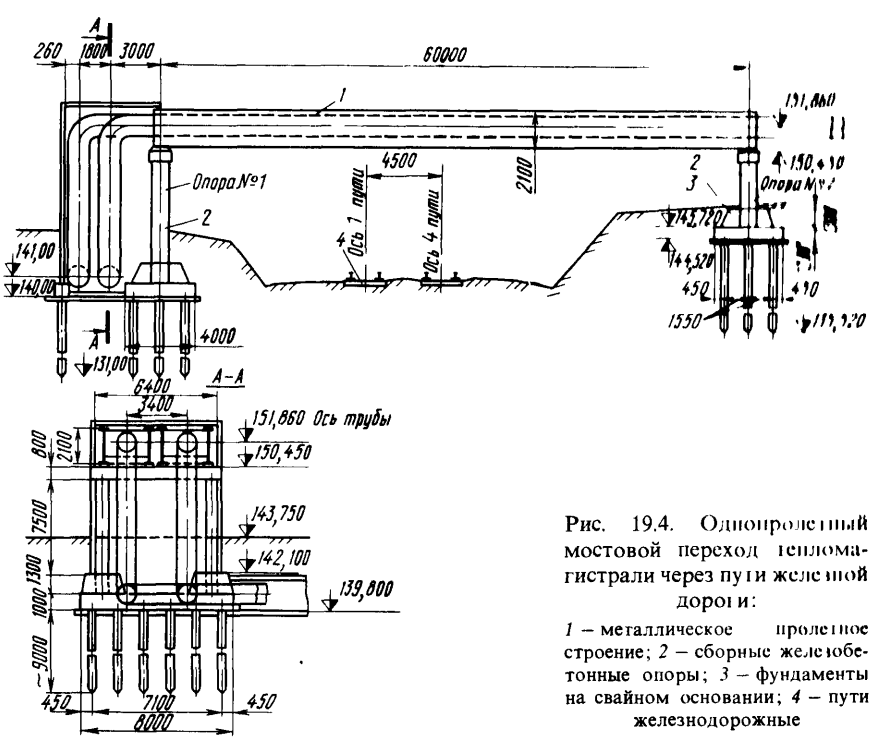


Рис. 19.4. Однопролетный мостовой переход тепломагистрали через пути железной дороги:

1 – металлическое пролетное строение; *2* – сборные железобетонные опоры; *3* – фундаменты на свайном основании; *4* – пути железнодорожные

19.2. Подводные переходы

Подводные переходы строятся в том случае, когда невозможно использовать существующие мосты из-за отсутствия места для размещения трубопроводов в конструкции пролетного строения, а сооружать специальный мостовой переход недопустимо по градостроительным соображениям. Подводные переходы могут быть выполнены в виде проходного туннеля.

Подводный туннель представляет собой стальной цилиндр диаметром 2500 мм с толщиной стенки 12 и 16 мм, усиленный ребрами жесткости через каждые 3 м. Туннель состоит из горизонтального руслового участка длиной 140 м и двух наклонных участков длиной 17 и 23 м. Общая длина его составляет около 180 м. Масса стальной оболочки 160 т, а масса чугунных пригрузов 744 т. В туннеле размещены два водяных трубопровода диаметром 500 мм, два паропровода диаметром 400 мм и конденсаторопровод – 200 мм.

Туннель сооружается путем укладки сварной металлической оболочки с поверхности воды в подводную траншею глубиной 7,5 м от уровня реки. Температурные удлинения металлической оболочки обеспечиваются устройством сальников на концах оболочки в местах входа их в береговые камеры. В середине туннеля выполнен бетонный блок, фиксирующий направление его температурных удлинений. Компенсация тепловых удлинений трубопроводов предусматривается естественной за счет наклонных участков и горизонтальных береговых участков труб, расположенных в каналах.

Расчет подводного туннеля на прочность включает определение:

суммарных напряжений от продольных усилий в оболочке, возникающих от сил трения и отпора наклонной части туннеля при изменении температуры, а также от изгиба горизонтальной части туннеля при его температурном удлинении с учетом местных напряжений у колец жесткости;

суммарных кольцевых напряжений в оболочке от эксцентричного крепления пригрузки, бокового давления грунта и равномерного давления воды;

напряжений в кольцах жесткости от бокового давления грунта и веса трубопроводов, расположенных на консолях, а также от продольного давления грунта при температурном удлинении туннеля;

кольцевой и продольной устойчивости оболочки, а также устойчивости колец жесткости;

напряжений в оболочке при испытании туннеля от собственного веса и внутреннего давления жидкости 0,5 МПа;

температурных напряжений при нагреве до 80 °С (аварийный случай); температура монтажа принималась равной 10 °С.

Туннель для прокладки в нем двух паропроводов диаметром 500 мм, двух теплопроводов горячей воды диаметром 500 мм и одного конденсаторопровода диаметром 200 мм представлен на рис. 19.5. Туннель сваривается из цилиндрических секций диаметром 2500 мм в русловой части и диаметром 2800 мм на береговых участках. Толщина стенок туннеля на русловом горизонтальном участке 14 мм и на береговых и прибереговых участках – 16 мм. Жесткость стенок туннеля увеличена за счет приварки ребер таврового сечения.

Русловой участок туннеля укладывается в траншею на гравийную постель толщиной 0,5 м. Над оболочкой туннеля укладывают слой грунта, равный 2 м, считая до проектной отметки дна реки. Концы металлического туннеля входят в специальные уплотнения в стенах железобетонных камер, позволяющие береговым секциям туннеля вдвигаться в камеры.

Наружная поверхность туннеля покрывается битумной грунтовкой, битуморезиновой мастикой и бризолом слоем 3 и 2,5 мм, а затем битуморезиновой мастикой и бризолом Поверхность наружной изоляции защищается от повреждений сплошной футеровкой из брусков 30 × 60 мм, закрепленной на оболочке туннеля хомутами из полосовой стали на болтах. Внутренняя поверхность туннеля и детали оборудования окрашиваются печным лаком за 2 раза.

Для предотвращения всплытия туннель балластируется железобетонными грузами, имеющими П-образную форму, и двумя рядами железобетонных балок, укладываемых на грузы.

В средней части русловой секции туннеля устраивается бетонный анкерный блок для фиксации перемещений металлического туннеля при температурных удлинениях

Железобетонные береговые камеры, сооружаемые по концам туннеля, сопрягаются с подземными туннелями, в которых размещаются теплопроводы и паропроводы.

Следует предусматривать более долговечную гидроизоляцию наружной поверхности металлической оболочки туннелей, применяя новые полимерные композиции взамен оклеечной из рулонных материалов на битумной основе. Гидроизоляция камер должна быть водонепроницаемой или заменена на сварную рубашку из листового металла. На входах в туннель необходимо

устраивать герметичные двери. Водоотливное оборудование туннеля должно быть рассчитано на удаление как случайной, так и аварийной воды из трубопроводов.

Однако, как показала практика проектирования, туннели круглого сечения невыгодны при прокладке трубопроводов больших диаметров. Так, для прокладки двух трубопроводов диаметром 800 – 1000 мм при проходе между ними с нормативной шириной в свету 900 – 1100 мм сооружение одного туннеля диаметром 3000 мм недостаточно, сооружение же двух туннелей меньшего сечения экономически нецелесообразно.

Гораздо более выгодными являются туннели прямоугольного сечения, выполненные из железобетона. Применение железобетонной конструкции туннеля позволяет отказаться от пригрузов из чугуна или железобетона, масса которых в 4,5 раза превышает массу оболочки самого металлического туннеля.

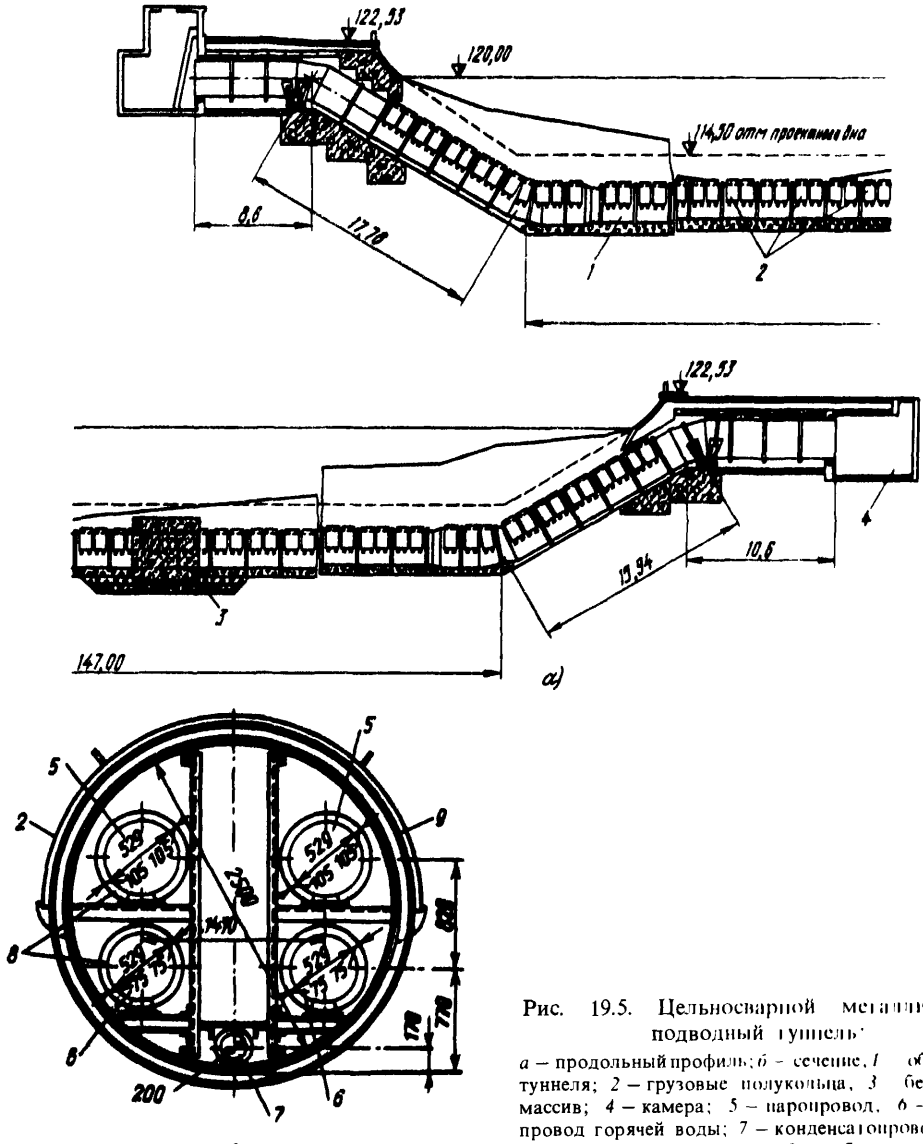


Рис. 19.5. Цельносварной металлический подводный туннель:

а – продольный профиль; *б* – сечение; *1* – оболочка туннеля; *2* – грузовые полукольца; *3* – бетонный массив; *4* – камера; *5* – паропровод; *6* – трубопровод горячей воды; *7* – конденсатопровод; *8* – теплоизоляция; *9* – ребро

19.3. Туннельные переходы

Туннельные переходы сооружаются в тех случаях, когда невозможно осуществить надземную прокладку по мостовому переходу Наиболее часто они сооружаются способом щитовой проходки под городскими улицами и площадями, а также на пересечении или вблизи существующих надземных или подземных сооружений, когда применить открытый способ работ нельзя из-за возможности повреждения этих сооружений или экономически нецелесообразно

Строительство туннелей при помощи щитов в настоящее время освоено и может быть выполнено в различных гидрогеологических условиях и на разной глубине (рис 19 6)

Проходческий щит представляет собой металлическую подвижную крепь, под прикрытием которой разрабатывается грунт и возводится постоянная обделка туннеля Щиты отличаются друг от друга формой, размерами поперечного сечения, несущей способностью, способом разработки грунта и креплением лба забоя По способу разработки грунта различают немеханизированные и механизированные щиты В первом случае грунт разрабатывают вручную с применением механизированных инструментов Во втором случае все операции по разработке грунта полностью механизированы и выполняются специальным рабочим органом Применяются также полумеханизированные щиты, в которых разработка и погрузка грунта частично механизированы

Проходческий щит кругового очертания представляет собой цилиндр, состоящий из ножевой, опорной и хвостовой частей (рис 19 7) Ножевая часть подрезает грунт по контуру выработки и служит для защиты работающих в забое людей При проходе в мягких грунтах ножевая часть (кольцо) имеет уширенную верхнюю часть – аванбок, а в

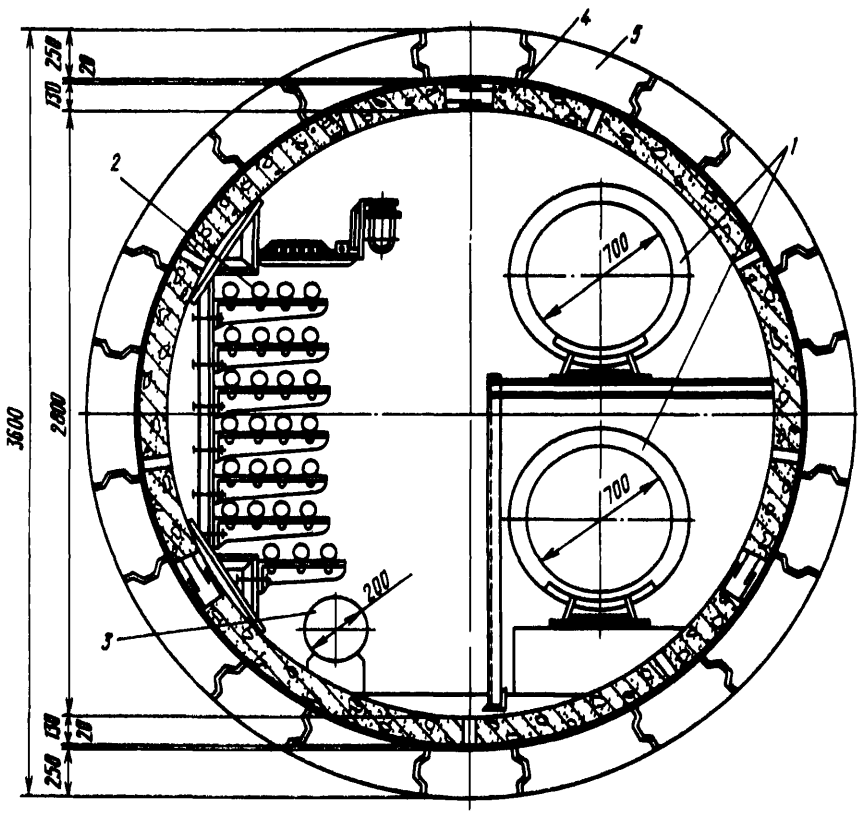


Рис 19 6 Сечение туннеля щитовой проходки с проложенными коммуникациями

1 – трубопроводы, *2* – кабели *3* – водопровод, *4* – внутренняя обделка *5* – наружная (первичная) обделка

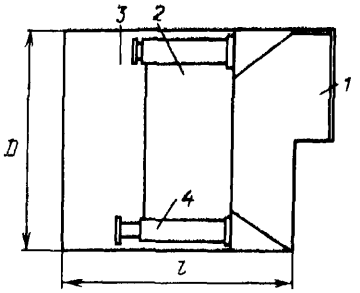


Рис 19 7 Схема щита

1 – ножевая часть *2* – опорная часть *3* – хвостовая часть *4* – домкрат *D* – диаметр щита *l* – длина щита

слабых грунтах – предохранительный козырек который может быть неподвижным и выдвижным Опорная часть вместе с ножевой является основной несущей конструкцией щита По периметру опорной части равномерно располагаются щитовые гидравлические домкраты служащие для передвижения щита Хвостовая часть закрепляет контур выработки в месте возведения очередного кольца обделки Проходка щитами круглого сечения включает подготовительные работы, устройство шахт, опускание и ввод щита в забой перемещение щита, укладку блоков обделки, нагнетание цементного раствора за обделку, устройство внутренней «рубашки» транспортировку грунта и блоков освещение и вентиляцию туннеля

Щитовая проходка требует устройства монтажных, демонтажных, а при большой длине и промежуточных шахт Монтажная шахта служит для опускания проходческого щита демонтажная – для извлечения щита на поверхность Промежуточная шахта предназначена для удаления грунта и для спуска в туннель материалов и оборудования при производстве работ, а после окончания проходки – для устройства в ней колодца или камеры

Монтажная и демонтажная шахты располагаются в начале и в конце трассы туннеля Их внутренние размеры определяются габаритами проходческого щита в плане, а также шириной проходов, требующихся по условиям монтажа Крепление шахт производится деревянными срубами из круглого леса, деревянными или металлическими рамами с заборкой из досок

Перемещение щита в забое производится посредством домкратов, корпус которых плотно укреплен на щите В начале движения щита выдвижные штоки домкратов упираются в упорную раму, а затем в боковые грани блоков выполненной обделки туннеля

По мере выемки грунта производится подвижка щита в горизонтальном направлении на полный ход штока домкратов, после чего под защитой хвостовой его части выкладывается кольцо наружной обделки туннеля Ширина блочного кольца должна отвечать величине хода домкратов Каждое кольцо образуется из железобетонных блоков трапецеидальной или другой формы

Монтаж сборных обделок производится при помощи специальных блокоукладчиков, которые могут иметь электрический пневматический гидравлический или комбинированный привод, размещенный непосредственно на щите или на специальной тележке

Между грунтом и наружной поверхностью блоков остается кольцевой зазор и пустоты, которые после перемещения щита на длину двух или трех колец обделки заполняются цементно-песчаным раствором Нагнетание раствора производится через отверстия, оставляемые в блоках при их изготовлении, поршневыми растворонасосами

В практике строительства коммуникационных туннелей последних лет предусматривается двухслойная конструкция оболочки, состоящая из первичной обделки (наружной) и вторичной обделки (внутренней) Наружная обделка выполняется из сборных железобетонных блоков типовой конструкции с зачеканкой швов между ними раствором на расширяющемся цементе (ВРЦ) Для заполнения строительных зазоров за наружную обделку производится двухэтапное (первичное и повторно-контрольное) нагнетание цементного раствора Состав раствора для нагнетания за обделку определяется в зависимости от гидрогеологических условий по трассе туннеля Внутренняя обделка выполняется из монолитного железобетона класса В25 с устройством бетонного пола

Устройство внутренней обделки вызвано недостатками конструкции туннелей малого диаметра, сооружаемых щитами, к которым относятся большое количество швов в первичной обделке туннеля что создает водопроницаемость его оболочки, шарнирность блочной обделки, что может привести к деформации конструкции при наличии неустойчивых водоносных грунтов

Внутренняя обделка должна являться расчетным элементом конструкции туннеля в тех случаях, когда одна сборная обделка не может обеспечить достаточной прочности и устойчивости сооружения (при малой глубине заложения, одностороннем давлении грунта и пр)

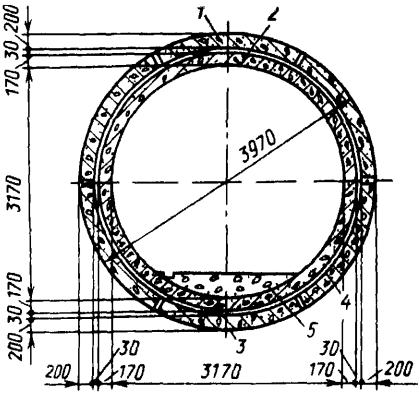


Рис 19 8 Конструкция туннеля щитовой прокладки (щит $D = 4{,}0$ м)

1 – наружная обделка из блоков *2* – внутренняя обделка (монолитный железобетон) *3* – гидроизоляция *4* – торкрет *5* – пол (бетон)

Устройство монолитной железобетонной обделки внутри туннеля трудоемко и занимает до 30% всего времени строительства туннеля Поэтому ведутся работы по дальнейшей механизации возведения вторичных обделок, а также по совершенствованию конструкции первичных сборных крупноблочных обделок чтобы перейти к сооружению однослойных оболочек туннелей, обладающих герметичностью и высокой надежностью в эксплуатации

При сооружении туннелей и коллекторов для инженерных коммуникаций применяются главным образом щиты диаметром 3 6 и 4 0 м, позволяющие выполнить туннели проходными Применявшиеся ранее щиты диаметром 2 0 и 2,50 м себя не оправдали Конструкция туннеля, выполненного проходческим щитом диаметром 4,0 м, приведена на рис 19 8

При сооружении туннелей, помимо способа щитовой проходки, применяется способ продавливания туннельных конструкций Сущность этого способа состоит в том, что отдельные элементы туннеля в виде прямоугольных секций или колец продавливают в грунт домкратной установкой, расположенной в специальном забойном котловане Головное звено обделки туннеля оснащено ножевым устройством, под защитой которого разрабатывается грунт, который транспортируется по готовой части туннеля и выдается на поверхность Для продавливания используются готовые железобетонные секции, покрытые снаружи гидроизоляцией, а стыки между ними герметизируются в процессе производства работ установкой упругих прокладок с последующей зачеканкой швов Этим способом могут быть выполнены туннельные переходы длиной 50–60 м на пересечении искусственных или естественных препятствий в условиях уплотненных и осушенных несвязанных грунтов и слабых водонасыщенных грунтов, предварительно осушенных водопонижением или закрепленных химическим способом

Институтом «Мосинжпроект» разработан проект конструкций туннелей для прокладки подземных коммуникаций, сооружаемых способом продавливания с применением объемных железобетонных элементов (альбом П-174)

Проект включает номенклатуру сборных железобетонных изделий данные по определению усилий для продавливания и основные расчетные положения, конструктивные

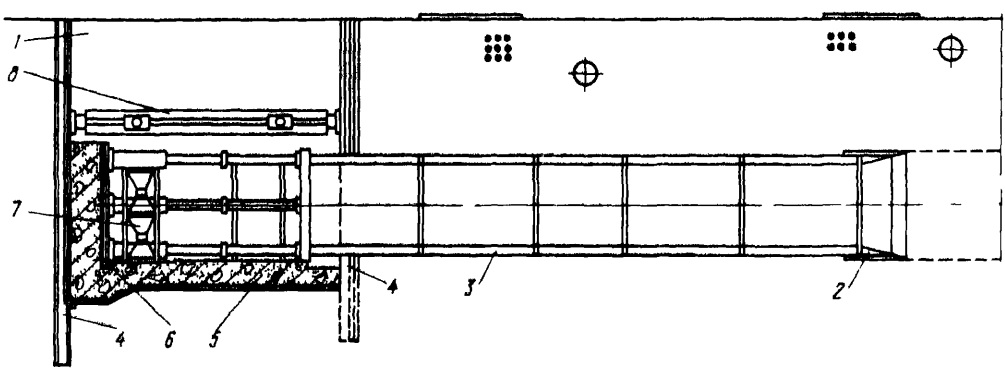


Рис 19 9 Схема продавливания объемных секций туннеля

1 – рабочий котлован *2* – ножевое устройство, *3* – объемная железобетонная секция туннеля *4* – забивная свая крепления *5* – железобетонная опорная плита *6* – металлическая упорная рама *7* – домкратная установка для продавливания *8* – металлическая конструкция крепления

решения стыков и указания по производству работ.

В номенклатуру объемных элементов туннелей входят прямоугольные железобетонные секции с внутренними габаритами (ширина × высота) 2,4 × 3,6 м и трубы диаметром от 2,4 до 3,5 м.

Схема сооружения туннеля прямоугольного сечения способом продавливания приведена на рис. 19.9.

19.4. Переходы в стальных футлярах

Прокладка трубопроводов под железными и автомобильными дорогами, уличными проездами и трамвайными путями осуществляется главным образом в стальных футлярах.

Закладка стальных футляров в тело земляного полотна производится закрытым (бестраншейным) способом, что позволяет осуществить строительство перехода без нарушения движения транспорта.

Наибольшее распространение получил в строительстве тепловых сетей способ продавливания стальных труб (футляров) при помощи домкратов.

Подземный переход представляет собой два футляра (при двухтрубных тепловых сетях), проложенных закрытым способом, в которых размещены подающий и обратный трубопроводы, покрытые тепловой изоляцией. По обоим концам футляров располагаются смотровые камеры, сооружаемые обычно в котлованах, которые служат для производства работ по продавливанию стальных труб.

Диаметр футляров принимается исходя из диаметра прокладываемых в них трубопроводов с учетом толщины тепловой изоляции и необходимого воздушного кольцевого зазора между поверхностью тепловой изоляции и внутренней поверхностью стенки футляра. Минимальный размер кольцевого зазора рекомендуется принимать равным 150 мм.

При применении способа продавливания могут быть проложены футляры диаметром от 800 до 1400 мм при длине переходов до 40–50 м в любых грунтах, за исключением скальных.

Следует отметить, что в строительстве магистральных газопроводов и нефтепродуктопроводов способом продавливания с ручной разработкой грунта прокладываются футляры диаметром до 1700 мм, а поэтому в случае необходимости прокладка трубопроводов в футлярах этого диаметра не исключается.

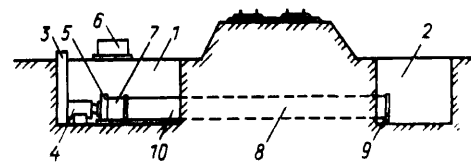


Рис. 19.10. Схема продавливания футляров
1 – рабочий котлован; *2* – приемный котлован; *3* – упорная стенка; *4* – домкратная установка; *5* – торцевая нажимная заглушка; *6* – пассивного давления; *7* – нажимной патрубок; *8* – футляр; *9* – нож; *10* – направляющие

При осуществлении продавливания футляров под железными дорогами в слоистых тугопластичных и пластичных грунтах на глубине менее 4 м и в сыпучих грунтах вне зависимости от глубины прокладки необходимо предусматривать установку страховочных рельсовых пакетов (ТП 901-9-6 Мосгипротранса).

Наименьший диаметр прокладываемых труб (800 мм) устанавливается из условия возможности разработки грунта вручную рабочим, находящимся в трубе. При продавливании футляра грунт, поступающий в его передний открытый конец, периодически удаляется. Для уменьшения усилий, потребных для продавливания, на конце футляры устанавливают нож.

На рис. 19.10 представлена схема закрытой проходки футляров, на которой показаны основное оборудование для продавливания.

Проектирование перехода должно производиться на основании данных гидрогеологических изысканий по трассе. Необходимо тщательно изучить характер грунтов и состояние грунтовых вод при устройстве перехода под железными дорогами. Разведочные скважины выполняются строго по трассе перехода по обеим сторонам дорожного полотна и в междупутье.

Проект должен содержать: план перехода с указанием пересекаемого сооружения (дороги, проезда и пр.); профиль с указанием геологических условий, горизонта грунтовых вод и отметок всех частей перехода, а также подземных коммуникаций; конструктивные чертежи котлованов и упорной стенки; пояснительную записку, в которой обосновывается выбранный диаметр футляров, определяются расчетные усилия для продавливания, приводятся расчеты упорных конструкций, выбирается оборудование и пр.

При проектировании переходов трубопроводов в футлярах должны учитываться

указания СНиП III-4-80 «Техника безопасности в строительстве».

При ручной разработке грунта в футляре допускаются следующие длины проходок: при диаметре футляра 800 мм – до 18 м, 900–1000 мм – до 36 м, 1200 мм – до 50 м.

Расстояние между двумя футлярами выбирается с учетом возможного отклонения их при продавливании от заданного направления. Минимальное горизонтальное расстояние между футлярами, исходя из опыта строительства, следует принимать при проходке до 20 м – 30 см, при проходке свыше 20 м – 50 см.

В проекте должна предусматриваться антикоррозионная защита стальных футляров и трубопроводов. При прокладке футляров под электрифицированными дорогами следует устраивать активную электрическую защиту, проект которой в каждом отдельном случае составляется особо. При проектировании переходов в футлярах в условиях высокого стояния уровня грунтовых вод должны предусматриваться мероприятия, исключающие попадание воды в футляр и подмачивание тепловой изоляции. В этом случае в камерах, устраиваемых по концам перехода, устанавливают насосы для водоотлива с автоматическим включением. При длине перехода, превышающей максимальный допускаемый пролет трубопроводов между скользящими опорами, необходимо предусматривать установку опор в футляре. Конструкция скользящей опоры трубопроводов обычно состоит из двух скоб из круглой арматурной стали, привариваемых к телу трубопровода.

Важное значение имеет выбор положения перехода по высоте по отношению к остальной трассе трубопровода. Ось футляров желательно размещать на одинаковой высоте с осями трубопроводов, так как в противном случае необходимо в камерах гнуть трубы и устраивать вертикальные или наклонные участки трубопроводов для компенсации температурных перемещений, а также устанавливать арматуру для выпуска воды и воздуха. Кроме того, необходимо считаться с положением подземных коммуникаций, находящихся в теле насыпи, с сохранением минимального расстояния от них.

Следует также учитывать, что при продавливании происходит выпучивание грунта, которое может вызвать нарушение существующих трубопроводов или кабелей. В зависимости от характера этих коммуникаций расположение футляра к ним должно быть по высоте 1–1,5 м. Если возникает сомнение в сохранности проходок, необходимо предусматривать их вскрытие путем устройства шурфов на период производства работ, что обеспечит наблюдение за ними и предохранит их от давления грунта. Высоту земляной насыпи от верха футляра до подошвы рельсов железнодорожных путей или низа дорожных покрытий следует принимать не менее 2 м.

Для проведения ремонтно-восстановительных работ по замене магистральных трубопроводов, проложенных в футлярах под железными дорогами, следует с одной из сторон пересечения устраивать монтажные камеры со сборным перекрытием. Длина камеры по оси трассы должна быть не менее 4,5 м.

19.5. Пересечения с подземными сетями

Прокладка тепловых сетей в условиях большой насыщенности подземной зоны городов различными подземными коммуникациями неизбежно связана с их взаимным пересечением. Конструкция узлов пересечения тепловых сетей с водопроводами, газопроводами, водостоками, канализацией и кабелями различного назначения должна решаться в зависимости от высотного положения пересекаемых коммуникаций и трубопровода, принятого в профиле трассы с учетом допускаемых минимальных зазоров по вертикали.

Обычно конструктивные решения узлов пересечения принимаются по типовым нормалям, разработанным для отдельных видов пересекаемых подземных сетей и согласованным с соответствующими эксплуатационными организациями городского хозяйства.

В тех случаях, когда требуемые зазоры нельзя выдержать, а перекладку пересекаемых сетей невозможно осуществить в обход габаритов коллекторов, имеющих большие размеры по высоте, должны разрабатываться индивидуальные проектные решения конструкции пересечений, согласованные с эксплуатационными организациями.

При пересечении коллектором транзитных кабельных прокладок связи высота его в месте пересечения повышается. Кабели связи пропускаются под перекрытия в асбестоцементных трубах диаметром 100 мм, забетонированных в пределах всего коллектора. При пересечении коллектором силовых кабелей последние, как правило, пропускаются над его перекрытием. При большом их количестве в коллекторе устраиваются специальные камеры разводки. Как исключение, оставляются в сечении коллектора

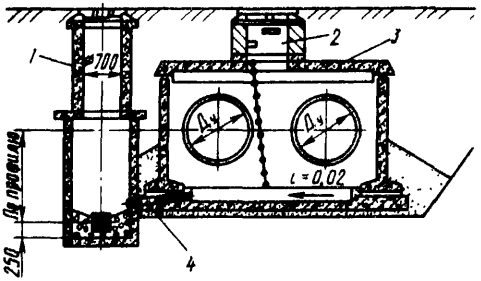


Рис. 19.11. Водовыпуск из пониженной точки канала:

1 – водосточный колодец; *2* – люк; *3* – канал; *4* – труба асбестоцементная

трубы фекальной и ливневой канализации, причем керамические трубы в пределах коллектора заменяются на чугунные и заключаются в стальной футляр, выходящий за наружные грани стен коллектора. Если расстояние от ближайшего колодца до проектируемого коллектора превышает 5 м, то в местах стыкования чугунных труб с керамическими устанавливаются дополнительные колодцы. При пересечении коллектором чугунной канализационной трубы последняя заключается в сварной стальной футляр, который покрывается усиленной антикоррозионной изоляцией и в пределах коллектора окрашивается масляной краской.

Сборные стеновые блоки коллектора в месте пересечения выполняются из монолитного железобетона, а высота коллектора увеличивается для сохранения нормального прохода по коллектору.

При пересечении коллектором водопровода из чугунных труб выполняется перекладка последнего под днище коллектора с заменой труб на стальные. Под днищем коллектора водопровод заключается в стальной футляр, в качестве антикоррозионного покрытия для стальных труб принимается весьма усиленная изоляция.

Если пересечение коммуникаций вызывает необходимость местного заглубления канала теплосети с образованием излома профиля трассы, то в этом месте выполняется водовыпуск для отвода воды в ливневую канализацию (рис. 19.11).

19.6. Прокладка тепловых сетей в районах Крайнего Севера

Проектирование тепловых сетей в районах распространения вечномерзлых грунтов связано со значительными трудностями как на стадии изыскания и выбора оптимального варианта трассы, так и на стадии выбора способа и конструкций прокладки трубопроводов, поскольку помимо учета экономических требований должна обеспечиваться высокая эксплуатационная надежность сооружения в целом. Оптимальность прокладки тепловых сетей на участках распространения вечной мерзлоты определяется кроме общих для всех трубопроводов еще рядом существенных факторов

Мерзлотные проявления, зависящие от условий залегания и мощности деятельного слоя, температурного режима, гранулометрического состава и льдистости грунтов для трубопроводного строительства опасны с точки зрения пучинистости и просадочности грунтов, морозобойного трещинообразования, наледеобразования и т. д.

Согласно СНиП II-18-76 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах» в материалах по инженерно-геокриологическим изысканиям должны содержаться:

а) данные, характеризующие инженерно-геокриологические условия трассы (распространение и залегание вечномерзлых грунтов, их состав, сложение, строение и температурный режим, толщина слоя сезонного оттаивания и промерзания, сведения о мерзлотных процессах, о климатических условиях района и др.);

б) результаты полевых и лабораторных исследований и испытаний грунтов, включая определения характеристик мерзлых грунтов и грунтовых вод;

в) исходные данные, необходимые для прогнозирования возможных изменений мерзлотных и гидрогеологических условий строительной площадки;

г) сведения об опыте местного строительства;

д) исходные данные и требования, необходимые для разработки мероприятий по охране природы, подлежащих включению в проект, в том числе в проект организации строительства.

Если между временем проведения изысканий и началом строительства прошел большой перерыв (более трех лет), то при необходимости, определяемой проектной организацией, материалы изысканий должны быть уточнены.

При проектировании сооружений, возводимых на территории распространения вечномерзлых грунтов, и в зависимости от конструктивных и технологических особенностей сооружений и инженерно-геокриологических условий, принимается один из двух принципов использования вечномерзлых грунтов в качестве их оснований.

Согласно первому принципу вечномерзлые грунты основания используются в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и всего заданного периода эксплуатации сооружения.

Второй принцип состоит в том, что вечномерзлые грунты основания используются в оттаявшем состоянии (с допущением оттаивания их в процессе эксплуатации сооружения или с их оттаиванием на расчетную глубину до начала его возведения).

Выбор принципа использования вечномерзлых грунтов основания, а также средств, которыми достигается сохранение предусмотренного в проекте состояния основания (мерзлого или оттаявшего), производится применительно к конкретным условиям с учетом стоимости, материалоемкости, трудоемкости и продолжительности строительства.

Первый принцип должен применяться, если грунты можно сохранить в мерзлом состоянии при экономически целесообразных затратах на мероприятия, обеспечивающие сохранение такого состояния.

Второй принцип должен применяться при наличии в основании скальных грунтов или грунтов, деформация которых при оттаивании не превышает предельно допускаемых значений для проектируемых сооружений, а также при несплошном распространении вечномерзлых грунтов, неодинаковой глубине залегания верхней поверхности вечномерзлых грунтов.

Оттаивание вечномерзлых грунтов в процессе эксплуатации сооружений допускается при условии, если величина деформации оттаивающего основания, определенная при проектировании, не будет превышать предельно допускаемую величину, нормируемую требованиями п. 3.69 главы СНиП 2.02.01-83.

Способ и конструкция прокладки трубопроводов определяется в результате сопоставления технико-экономических показателей различных вариантов. В отдельных случаях способ прокладки является очевидным. Так, при проектировании магистральных трубопроводов в районе сильно просадочных многолетнемерзлых грунтов надземный способ прокладки может оказаться не только наиболее приемлемым по сумме всех факторов, но и единственным по обеспечению надежности их эксплуатации. Когда прокладка надземных трубопроводов выполняется на участках небольшой протяженности в пределах пересечения естественных (реки, овраги, болота) или искусственных преград (железные и автомобильные дороги, каналы), то может применяться прокладка на эстакадах. На участках значительной протяженности наиболее целесообразна прокладка трубопроводов средних и больших диаметров на высоких и низких отдельно стоящих опорах, при которой трубопровод работает как неразрезная балка.

Надземная прокладка наиболее ясна с точки зрения выполнения инженерных расчетов на прочность и благоприятна в условиях просадочных многолетнемерзлых грунтов. Сооружение в целом при надземной прокладке и его отдельные элементы должны рассчитываться на самые неблагоприятные сочетания возможных нагрузок. Особые требования должны предъявляться к сооружению с целью исключения вибрации трубопроводов под действием ветра.

Основным типом фундаментов железобетонных опор надземной прокладки трубопроводов являются свайные фундаменты, состоящие из ростверка и отдельных свай. Сваи подразделяются на сваи-стойки и висячие. Сваи-стойки нижними концами опираются на практически несжимаемые грунты (силы трения по боковым поверхностям при расчете не учитываются). Висячие сваи погружаются в сжимаемые грунты, нагрузку на грунт они передают боковыми поверхностями и нижними концами.

По способу погружения в вечномерзлый грунт сваи подразделяются на буроопускные, опускные и бурозабивные (допускается забивка свай в пластичномерзлый грунт без предварительного бурения скважин), а также винтовые.

При проектировании фундаментов, возводимых на вечномерзлых грунтах, должны выполняться статические и теплотехнические расчеты с учетом принятого в проекте принципа их использования.

В соответствии с СНиП II-18-76 основания и фундаменты следует рассчитывать на силовые воздействия по двум группам предельных состояний: по первой – по несущей способности и второй – по деформациям (осадкам, прогибам и пр.), а элементы железобетонных конструкций – и по трещиностойкости.

Расчет трубопроводов на прочность должен выполняться в соответствии с СНиП 2.04.07-86. В проекте должна приводиться схема температурных перемещений надземных трубопроводов, в соответствии с которой определены типы подвижных металлических опор труб и конструкция верхней части несущих железобетонных опор (мачт).

При проектировании надземной прокладки трубопроводов необходимо также выполнять теплотехнические расчеты для уточнения теплового режима транспортируемого теплоносителя и температур по

стенок труб. С одной стороны, изменение температуры теплоносителя может значительно изменить пропускную способность трубопровода, с другой – потребовать применения труб особых марок сталей, обеспечивающих необходимую ударную вязкость при низкой температуре эксплуатации во избежание хрупких разрушений.

Одним из важнейших требований при надземной прокладке тепловых сетей является применение наиболее эффективных материалов и конструкций теплоизоляции трубопроводов, обеспечивающих наименьшие тепловые потери в период эксплуатации и индустриальность строительства.

В проекте должны приниматься сборные конструкции тепловой изоляции из новых легких гидрофобных материалов, накладываемых на трубопроводы без выполнения работ с применением мокрых процессов. Для покровного слоя следует использовать листовые оболочки из стали и алюминия. Стальные трубы для монтажа трубопроводов должны поступать на трассу с выполненным антикоррозионным покрытием, что должно указываться в проекте.

Подземная прокладка тепловых сетей в районах вечномерзлых грунтов принимается в каналах, в туннелях или коллекторах с устройством естественной или искусственной вентиляции, обеспечивающей требуемый температурный режим грунта, в соответствии с теплотехническим расчетом. Невентилируемые каналы допускается принимать при непросадочных при оттаивании грунтах. Заглубления каналов и туннелей не нормируются.

Подземная прокладка должна проектироваться с применением типовых сборных индустриальных конструкций каналов, туннелей, камер, неподвижных опор с учетом максимального исключения производства работ на трассе, связанных с изготовлением и укладкой цементного раствора и бетона, нанесением гидроизоляционных покрытий и пр.

При проектировании бетонных и железобетонных конструкций в зависимости от их назначения и условий работы и внешней среды следует устанавливать показатели качества бетона: класс прочности на сжатие В, марку по морозостойкости F, марку по водопроницаемости W, марку по средней плотности D (согласно СНиП 2.03.01-84)

В проекте должна приниматься тепловая изоляция из эффективных материалов сборной конструкции, исключающей ее просадку, провисание и разрушение в период эксплуатации

При проектировании тепловых сетей должны также учитываться дополнительные условия о нормах приближения сетей к зданиям, наименьшем диаметре применяемых труб, предусмотренные СНиП 2.04.07-86.

Глава двадцатая

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО РАСЧЕТУ СТРОИТЕЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Проектирование и расчет строительных конструкций тепловых сетей должны производиться с учетом требований СНиП 2.04.07-86 «Тепловые сети».

При расчете строительных конструкций надземных и подземных тепловых сетей должны учитываться нагрузки, возникающие при возведении, эксплуатации и испытании трубопроводов.

Строительные конструкции подземных туннелей, каналов и камер тепловых сетей, сооружаемые открытым способом, воспринимающие временные нагрузки от автомобильного и железнодорожного транспорта, должны проектироваться и рассчитываться в соответствии с требованиями СНиП 2.05.03-84 «Мосты и трубы».

Нормы должны соблюдаться при проектировании мостов и трубопроводов в любых климатических условиях страны, а также в районах с расчетной сейсмичностью до 9 баллов включительно.

В соответствии с СНиП 2.05.03-84 ниже даются формулы для определения нормативных и расчетных постоянных и временных нагрузок, действующих на подземные конструкции тепловых сетей.

Нормативное давление грунта (рис. 20.1), кПа, следует определять по формулам

вертикальное давление

$$p_v' = C_v \gamma_n h, \qquad (20.1)$$

горизонтальное (боковое) давление

$$p_h' = \gamma_n h_i \tau_n \qquad (20.2)$$

где h, h_x – высота засыпки, м, учитываемая при определении соответственно вертикального и горизонтального (бокового) давления на конструкцию; γ_n – нормативный удельный вес грунта, кН/м^3; C_v – коэффициент вертикального давления; τ_n – коэффициент нормативного бокового давления грунта засыпки, определяемый по формуле

$$\tau_n = \operatorname{tg}^2\left(45° - \frac{\varphi_n}{2}\right);$$

здесь φ_n – нормативный угол внутреннего трения грунта в градусах.

Значения γ_n и φ_n следует принимать на основании лабораторных исследований образцов грунтов, предназначенных для засыпки сооружения. При типовом проектировании допускается принимать: $\gamma_n = 17{,}7$ кН/м^3 и $\varphi_n = 30°$.

Расчетная нагрузка определяется умножением нормативной нагрузки на коэффициент надежности по нагрузке $\gamma_f = 1{,}3$ (0,8).

Значение $\gamma_f = 0{,}8$ следует принимать в случаях, когда при невыгодном сочетании нагрузок увеличивается их суммарное воздействие на элементы конструкции.

Нормативное давление грунта от подвижного состава железных дорог на конструкцию туннелей и каналов, кПа, на соответствующую проекцию внешнего контура конструкции следует определять с учетом распределения временной нагрузки в грунте по формулам:

вертикальное давление

$$p_v = \frac{19{,}62K}{2{,}7 + h}, \qquad (20.3)$$

горизонтальное давление

$$p_h = p_v\tau_n, \qquad (20.4)$$

где K – класс нагрузки СК, принимаемый для капитальных сооружений равным 14; h – расстояние, м, от подошвы рельса до верха конструкции при определении вертикального давления или до рассматриваемого горизонта при определении горизонтального (бокового) давления; τ_n – коэффициент нормативного бокового давления грунта.

Расчетная временная нагрузка от подвижного состава, передаваемая грунтом, определяется умножением нормативного давления на коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый равным: для вертикального воздействия $\gamma_f = 1{,}3$; для горизонтального $\gamma_f = 1{,}2$.

Нормативное давление грунта от транспортных средств автомобильных и городских дорог (кроме нагрузки АК, на которую расчет не производится), кПа, следует определять по формулам:

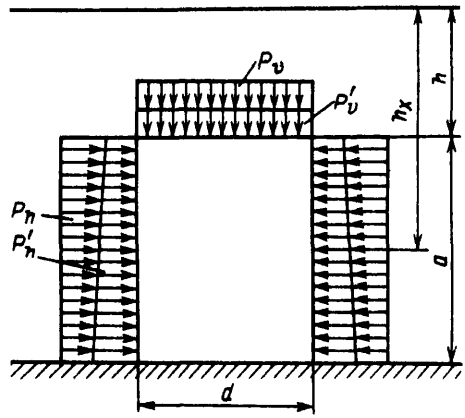


Рис. 20.1. Эпюра давления от собственного веса грунта и временной подвижной нагрузки на конструкцию туннеля

вертикальное давление

$$p_v = \frac{\Psi}{a_o + h}, \qquad (20.5)$$

горизонтальное давление

$$p_h = p_v\tau_n, \qquad (20.6)$$

где h – расстояние, м, от верха дорожного покрытия до верха конструкции при определении вертикального давления или рассматриваемого горизонта при определении горизонтального (бокового) давления; Ψ – линейная нагрузка, принимаемая равной для нагрузки НК-80 при высоте засыпки 1 м и более 186 кН/м, для нагрузки НГ-60 при высоте засыпки 1,5 м и более – 108 кН/м; a_o – длина участка распределения, равная 3 м.

В случаях, когда засыпка h меньше 1 м при нагрузке НК-80 или 1,5 м при нагрузке НГ-60, давление на рассматриваемую конструкцию следует определять с учетом распределения давления в грунте под углом к вертикали $\operatorname{arctg}\frac{1}{2}$.

Для расчета конструкций тепловых сетей следует принимать:

колесную нагрузку НК-80 в виде одной четырехосной машины равной 785 кН при прокладке на дорогах I–III категорий (рис. 20.2, *а*);

гусеничную нагрузку НГ-60 в виде одной машины равной 588 кН при прокладке на дорогах IV и V категорий (рис. 20.2, *б*).

Коэффициент надежности γ_f по нагрузке

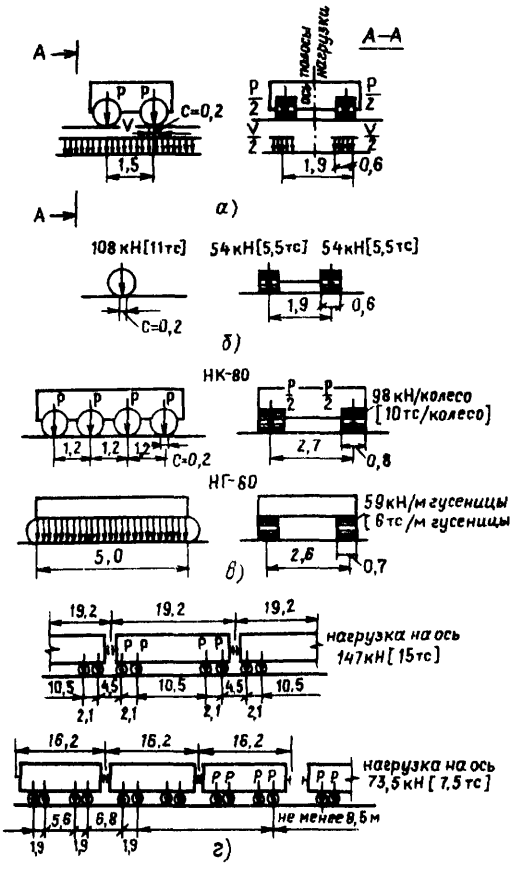


Рис. 20.2. Схемы временных нагрузок для автодорожных и городских мостов:

а – автомобильная нагрузка АК в виде полосы равномерно распределенной нагрузки интенсивностью *V* и одиночной тележки с давлением на ось *P*; *б* – одиночная ось для проверки проезжей части мостов; *в* – тяжелые одиночные нагрузки НК-80, НГ-60; *г* – поезда метрополитена; *д* – поезда трамвая

колесной (НК-80) и гусеничной (НГ-60) временным нагрузкам принимается 1,00.

Нормативную вертикальную нагрузку от подвижного состава на автомобильных дорогах промышленных предприятий, где предусмотрено обращение автомобилей особо большой грузоподъемности АБ следует определять согласно СНиП 2.05.03-84.

Динамический коэффициент $1 + \mu$ к нагрузкам от подвижного состава железных, автомобильных и городских дорог при выполнении расчетов следует принимать равным:

для железобетонных подземных конструкций на железных дорогах при общей толщине балласта с засыпкой (считая от подошвы рельса), равной 1,0 м и более, $1 + \mu = 1{,}00$;

на автомобильных дорогах $1 + \mu = 1{,}00$.

В соответствии с главой СНиП «Тепловые сети» наименьшее расстояние от перекрытия конструкций принимается: до подошвы рельсов железных дорог общей сети 2 м; до верха проезжей части автомобильных дорог общей сети 1 м.

При расчете конструкций распределительных тепловых сетей, располагаемых вне автомобильных дорог, нормативная временная нагрузка должна приниматься в зависимости от характера территории в виде воздействия на них строительных машин и механизмов или одного грузовика весом 100 кН с распределением нагрузки от колес в грунте под углом 30° к вертикали.

Коэффициент надежности γ_f по нагрузке равномерно-распределенной (АК) принимается – 1,2 (для вертикальных и горизонтальных воздействий).

Конструкции туннелей и каналов, являющиеся протяженными сооружениями, длина которых намного превышает размеры поперечных сечений, прокладываемых в однородных грунтах, рассчитываются как плоские системы. Их расчетная схема принимается в зависимости от выбранной железобетонной конструкции – монолитной или сборной, бесшарнирной или шарнирной.

Наибольшее применение в строительстве в последнее время получили сборные конструкции заводского изготовления; туннели из замкнутых железобетонных прямоугольных секций и звеньев круглых труб; туннели из сборных железобетонных уголковых блоков и плит перекрытий; каналы из сборных П-образных рам, устанавливаемых на плиты днища.

Прокладка тепловых сетей под автомобильными и городскими дорогами выполняется в туннелях и каналах всех трех конструкций.

На пересечении железных дорог рекомендуется применение только туннелей из замкнутых железобетонных прямоугольных секций или звеньев круглых труб.

Расчетные схемы и основные предпосылки расчета должны отражать действительные условия работы конструкции при их эксплуатации и строительстве и должны учитывать условия изготовления, транспортирования, строительства, особенности их загружения постоянными и временными нагрузками.

Расчет железобетонных конструкций тепловых сетей, воспринимающих временные

нагрузки от подвижного состава (транспортных средств) железных и автомобильных дорог, должен выполняться в соответствии с требованиями СНиП 2.05.03-84 по двум группам предельных состояний:

по прочности и в необходимых случаях на устойчивость (формы и положения) конструкции (первая группа);

по деформациям, раскрытию трещин или на трещиностойкость (вторая группа).

Наряду с назначением соответствующих материалов (класс и марки бетона и арматуры) и выполнением предусмотренных конструктивных требований необходимо проведение указанных в нормах расчетов.

Указаниями СНиП 2.03.01-84 «Бетонные и железобетонные конструкции» рекомендуется руководствоваться при расчетах: железобетонных элементов на косое внецентренное сжатие и косой изгиб; элементов с арматурой, равномерно распределенной по сечению; внецентренно сжатых элементов с малыми эксцентриситетами и коротких консолей; конструкций на продавливание и отрыв; закладных изделий. При этом в расчетах следует использовать расчетные сопротивления бетона и арматуры, регламентируемые нормами СНиП 2.05.03-84.

Проектирование и расчет конструкций туннелей и каналов, работающих в условиях температуры внутренней среды выше 50 °С, должны выполняться по СНиП 2.03.04-84 «Бетонные и железобетонные конструкции, предназначенные для работы в условиях воздействия повышенных и высоких температур».

Такими конструкциями тепловых сетей (паровых и водяных) являются туннели и каналы, вентиляция или незатапливаемость которых грунтовыми и аварийными водами не может быть обеспечена.

В соответствии с конструктивными требованиями норм следует принимать:

наименьшую толщину элементов конструкций каналов и туннелей 10 см;

наименьшую толщину защитного слоя бетона 2 см.

При проектировании железобетонных конструкций тепловых сетей следует предусматривать по СНиП 2.05.03-84 применение тяжелого бетона:

класса по прочности на сжатие не ниже В20;

марки по морозостойкости F в зависимости от климатических условий зоны строительства, расположения и вида конструкций;

марки по водонепроницаемости не ниже W4.

Туннели и коллекторы для прокладки тепловых сетей, сооружаемые щитовым способом, как правило, размещаются в слабых породах с коэффициентом крепости менее 3, при глубине заложения шелыги свода не менее 3 м. Проектирование их ведется в соответствии с СНиП II-40-80 «Метрополитены» и СНиП II-44-78 «Туннели железнодорожные и автодорожные».

Конструкции туннелей рассчитываются по предельным состояниям первой и второй групп в соответствии с требованиями СНиП по основным положениям проектирования строительных конструкций и оснований и СНиП по нагрузкам и воздействиям.

Расчеты по предельным состояниям первой группы обязательны для всех конструкций, и их следует производить на основные и особые сочетания нагрузок с применением коэффициентов перегрузки и коэффициентов условий работы конструкций.

Расчет обделок по предельным состояниям второй группы следует производить на основные сочетания нагрузок, принимая коэффициенты перегрузки и условий работы конструкций равными 1.

К постоянным нагрузкам, воздействующим на конструкции подземных сооружений, относятся: вертикальное и горизонтальное давление грунта, гидростатическое давление, вес надземных сооружений, собственный вес конструкций.

Нормативную временную вертикальную и горизонтальную нагрузки на обделки туннелей от наземного транспорта, коэффициенты надежности по нагрузке и динамичности следует принимать в соответствии с требованиями СНиП по проектированию мостов и труб.

Расчет конструкции надземной прокладки трубопроводов должен выполняться в соответствии с требованиями СНиП по нагрузкам и воздействиям и СНиП по проектированию тепловых сетей, определяющих нормативные нагрузки, их сочетания и коэффициенты перегрузки.

Отдельно стоящие мачты для подвижных опор трубопроводов рассчитываются как внецентренно сжатые колонны с одним жестко заделанным, а с другим консольным концами. Нагрузка от сил трения в опорах ($\pm P_{тр}$) действует на мачты вдоль оси трубопроводов; ветровая нагрузка – в плоскости, перпендикулярной оси труб.

На рис. 20.3 приведена схема нагрузок, действующих на отдельно стоящую мачту для подвижных опор трубопроводов. Расчетными усилиями являются: вес трубопроводов, сложенный с собственным весом мачты (условно приложенный в верхнем сечении), сила трения в опорах ($\pm P_{тр}$), ветровая

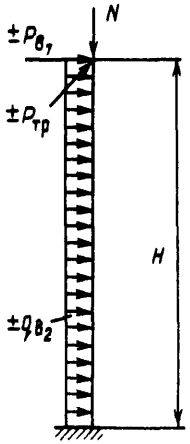


Рис. 20.3 Схема нагрузок, действующих на отдельно стоящую мачту

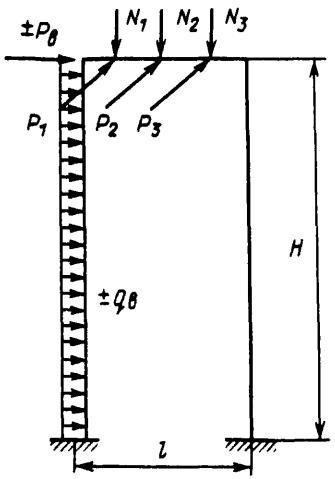


Рис. 20.4. Схема нагрузок, действующих на двухстоечную мачту для подвижных опор трубопроводов

нагрузка на трубы ($\pm P_{в1}$) и ветровая нагрузка на мачту ($\pm q_{в2}$).

Расчетная ветровая горизонтальная нагрузка q, кН/м, трубопроводов определяется по формуле

$$q = 1{,}2cq_oD,$$

где 1,2 – коэффициент перегрузки; c – аэродинамический коэффициент, принимаемый при прокладке отдельно стоящих одиночных трубопроводов равным 0,7; при двух и более трубопроводах – 1; q_o – нормативный скоростной напор ветра, кН/м^2, принимаемый в соответствии с СНиП на нагрузки и воздействия, D – наружный диаметр теплоизоляционной конструкции трубопровода в каждом ярусе (ряду), м.

Максимальный изгибающий момент возникает в мачте у заделки ее в фундаменте. Мачта должна быть рассчитана на одновременное действие изгибающих моментов в двух перпендикулярных плоскостях.

Двухстоечные мачты для подвижных опор трубопроводов расчленяются на отдельные статически определимые расчетные элементы: колонны, которые рассчитываются на нагрузки, приведенные на рис. 20.4, ригель, рассчитываемый на одновременное действие вертикальных сил N_1, N_2, N_3 и горизонтальной нагрузки от сил трения в опорах P_1, P_2, P_3. Ригель рассчитывается как свободно лежащая балка на двух опорах в том случае, если угловые соединения выполняются нежесткими

Рамная конструкция с жесткими углами требует обязательного стыкования арматуры колонн с арматурой балки. Этот тип соединения становится целесообразным только при действии больших горизонтальных нагрузок, действующих в плоскости П-образной рамы, и больших вертикальных нагрузок, которые приводят к чрезмерному утяжелению балки.

Схемы нагрузок, действующих на мачты с подвесным пролетным строением при прокладке трубопроводов, отличаются от приведенных выше только горизонтально направленными усилиями, передаваемыми тягами, которые прикреплены к верхушкам мачт.

Фундаменты мачт (опор) рассчитываются в каждом направлении как внецентренно нагруженные

При проектировании и расчете отдельно стоящих опор и эстакад под трубопроводы следует руководствоваться указаниями СНиП 2.09.03-85 «Сооружения промышленных предприятий»

При выполнении статических расчетов строительных конструкций подземных и надземных тепловых сетей (в части выбора расчетных формул и схем) можно использовать [115, 140].

Глава двадцать первая

ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ОТ НАРУЖНОЙ КОРРОЗИИ

21.1. Общие положения

Надежная и долговечная работа подземных теплопроводов в значительной степени определяется их коррозионной стойкостью. Тепловые сети эксплуатируются в условиях, благоприятствующих развитию коррозионных процессов, что требует принятия специальных мер по их защите от коррозии. В настоящее время имеется большой арсенал средств антикоррозионной защиты, предназначенных для применения на подземных металлических сооружениях. Полное и правильное применение разработанных методов и средств защиты на тепловых сетях позволит значительно повысить их коррозионную стойкость.

Коррозия металлов представляет собой их самопроизвольное разрушение из-за химического или электрохимического взаимодействия с окружающей средой. Коррозия наружной поверхности трубопроводов тепловых сетей всегда связана с процессами, протекающими на границе двух фаз — металла и водной среды, и имеет электрохимическую природу. Электрохимический механизм растворения металла является результатом одновременного протекания взаимно независимых реакций:

анодной, представляющей собой переход металла в раствор в виде гидратированных ионов с последующим образованием малорастворимых продуктов коррозии, и катодной, представляющей собой ассимиляцию освободившихся при анодной реакции электронов какими-либо содержащимися в растворе деполяризаторами.

При коррозии железа в нейтральных или близких к ним средах анодная реакция может быть представлена в виде

$$Fe \rightarrow Fe^{2+} + 2e. \qquad (21.1)$$

Основной катодной реакцией при коррозии железа и низкоуглеродистых сталей в нейтральных и слабощелочных средах является реакция восстановления молекулярного кислорода:

$$1/2O_2 + 2e + H_2O = 2OH^-. \qquad (21.2)$$

В условиях подземной коррозии для этой реакции характерна замедленность переноса растворенного в электролите кислорода к поверхности корродирующего металла, что обусловливает не только скорость катодной реакции, но и общую скорость коррозии. Перенос кислорода через почвенный электролит к поверхности металла подземного металлического сооружения состоит из нескольких стадий. Наиболее затрудненной стадией является стадия переноса кислорода в слое электролита через неподвижный (диффузионный) слой, непосредственно примыкающий к поверхности металла.

Перенос кислорода к поверхности трубопроводов тепловых сетей дополнительно осложнен теплоизоляционной конструкцией, в частности наличием дополнительного барьера в виде тепло- и гидроизоляционного покрытия. На скорость электрохимической коррозии оказывает влияние ряд внешних факторов, связанных с составом коррозионной среды и условиями протекания коррозионного процесса: водородный показатель (pH), стимуляторы и ингибиторы (замедлители) коррозии, температура, поляризация внешним током и др.

С ростом температуры скорость электрохимической коррозии обычно возрастает, так как по экспоненциальному закону увеличивается скорость электрохимических реакций. Однако такая закономерность в случае коррозии с кислородной деполяризацией полностью не соблюдается в связи с тем, что действуют факторы, имеющие обратную температурную зависимость. В частности, растворимость кислорода в незамкнутых системах с ростом температуры уменьшается, что определяет снижение скорости коррозии. Вместе с тем с увеличением температуры возрастает скорость диффузии кислорода, что способствует росту скорости коррозии. Зависимость скорости коррозии наружной поверхности трубопроводов от температуры еще более усложняется при переменном температурно-влажностном режиме, присущем условиям эксплуатации тепловых сетей.

Наличие температурного градиента и периодических колебаний температуры теплоносителя приводит к увеличению интенсивности коррозии, максимум которой приходится на температурные колебания 70 80 °С. Эта температурная зона в присутствии влаги в слое теплоизоляции, примыкающем к поверхности трубопровода, является наиболее коррозионно-опасной.

Под воздействием источников тока мо

жет осуществляться как катодная, так и анодная поляризация металла, при этом его потенциал от стационарного смещается соответственно в сторону отрицательных или положительных значений. При катодной поляризации корродирующего металла от источника постоянного тока скорость коррозии, как правило, уменьшается. При анодной поляризации скорость коррозии обычно возрастает. Подземные металлические сооружения, в частности трубопроводы, поверхность которых имеет электролитический контакт с грунтом, часто подвергаются поляризации блуждающими токами. Коррозия блуждающими токами (электрокоррозия) опасна локальным поражением трубопроводов.

Блуждающие токи – это постоянные или медленно меняющиеся по величине и направлению электрические токи, протекающие в земле от источников, находящихся за пределами подземных металлических сооружений.

К источникам блуждающих токов относятся: рельсы электрифицированных на постоянном токе железных дорог, трамвая, метрополитена, шахтного электротранспорта; заземления линий электропередачи постоянного тока по системе «провод – земля»; анодные заземления установок электрохимической защиты и трубопроводы с электрохимической защитой; сварочные установки и гальванические ванны с утечкой тока в землю и др. На участках входа блуждающих токов подземные металлические сооружения поляризуются катодно, а на участках выхода – анодно. Критерием опасности коррозии, вызываемой блуждающими токами, является наличие анодных и знакопеременных зон на стальных подземных трубопроводах. Наличие этих зон характеризуется появлением положительной или знакопеременной разности потенциалов между трубопроводом и землей.

Наружная поверхность трубопроводов тепловых сетей, как правило, находится в контакте с теплоизоляционными материалами, физико-механические и физико-химические свойства которых в зависимости от способа прокладки теплопроводов в меньшей или большей степени определяют кинетику коррозионных процессов на поверхности трубопроводов. В большей степени это относится к канальным прокладкам трубопроводов, где между теплоизоляционной конструкцией и стенками канала предусмотрен воздушный зазор. При бесканальной прокладке трубопроводов теплоизоляционная конструкция непосредственно контактирует с грунтом. В этом случае свойства грунтов, характеризуемые их структурой и гранулометрическим составом, влагосодержанием и минерализацией грунтовых вод, воздухопроницаемостью и биогенностью, могут оказывать превалирующее воздействие на кинетику коррозионных процессов.

Неоднородность грунтов вдоль трасс трубопроводов может вызвать появление анодных и катодных участков на трубах. Так, например, различия в воздухопроницаемости грунтов могут стать причиной образования на трубопроводах протяженных коррозионных макропар дифференциальной аэрации. Интенсивность действия макропар в значительной степени вызвана электросопротивлением грунтов. В связи с этим удельное объемное электрическое сопротивление является характеристикой коррозионной активности грунтов по отношению к трубопроводам тепловых сетей бесканальной прокладки.

21.2. Исходные данные для определения опасности электрохимической коррозии трубопроводов тепловых сетей

Для определения опасности коррозии трубопроводов тепловых сетей производятся электрические измерения с целью:

выявления участков тепловых сетей бесканальной прокладки, находящихся в зоне с высокой коррозионной активностью грунтов;

выявления участков тепловых сетей канальной прокладки с заносом грунтом или затоплением каналов и участков тепловых сетей бесканальной прокладки с увлажненным теплоизоляционным покрытием;

выявления участков тепловых сетей канальной и бесканальной прокладки, находящихся в зоне опасного воздействия блуждающих токов;

оценки характера влияния установок электрохимической защиты смежных подземных сооружений;

определения основных источников опасности коррозии в случае одновременного действия нескольких источников блуждающих токов;

проверки эффективности мероприятий по снижению утечек токов с рельсовых путей электротранспорта в землю.

Состав и объем измерительных работ определяются отдельно для проектируемых и действующих теплопроводов.

Коррозионная активность грунтов оценивается по удельному объемному электрическому сопротивлению грунта (УОЭС).

При УОЭС свыше 100 Ом·м коррозионная активность грунтов оценивается как низкая, при УОЭС от 20 до 100 Ом·м – как средняя, при УОЭС до 20 Ом·м – как высокая.

На трассах проектируемых тепловых сетей бесканальной прокладки измерение удельного электрического сопротивления грунта производится вдоль оси предполагаемой трассы на расстоянии не более 100–200 м между смежными точками измерения. На эксплуатируемых тепловых сетях измерения проводятся через каждые 100–200 м вдоль трассы на расстоянии 2–4 м от нее.

Измерения удельного электрического сопротивления грунтов выполняются четырехэлектродной установкой с использованием измерителей сопротивления заземления М-416, Ф-416 или полевого электроразведочного потенциометра ЭП-1М. Измерение УОЭС производится в соответствии с методикой, изложенной в нормативно-технической документации [97, 98].

Наличие блуждающих токов в земле на трассе проектируемых тепловых сетей рекомендуется определять по результатам измерений разности потенциалов между проложенными в данном районе подземными металлическими сооружениями и землей. При отсутствии подземных металлических сооружений наличие блуждающих токов в земле на трассе проектируемых трубопроводов следует определять, измеряя разность потенциалов между двумя точками земли через каждые 1000 м по двум взаимно перпендикулярным направлениям при разносе измерительных электродов на 100 м.

Для измерения разности потенциалов между трубопроводом и землей используют специально оборудованные на газовых, водопроводных или тепловых сетях контрольно-измерительные пункты (КИП). На пунктах контрольные проводники, соединенные соответственно с трубопроводом и электродом сравнения, выведены под крышку люка или в ковер, что позволяет производить измерительные работы с поверхности земли (рис. 21.1 и 21.2). При отсутствии КИП подключение положительного зажима вольтметра к трубопроводу осуществляется на вводе в здание, в камере или других доступных местах. Переносный электрод сравнения при этом устанавливают на возможно меньшем расстоянии от подземной части трубопровода.

Выявление участков тепловых сетей, находящихся в зоне опасного воздействия блуждающих токов, производится измерением разности потенциалов между трубопроводом теплосети и землей. При проведении измерений учитывается способ прокладки и условия эксплуатации теплопроводов.

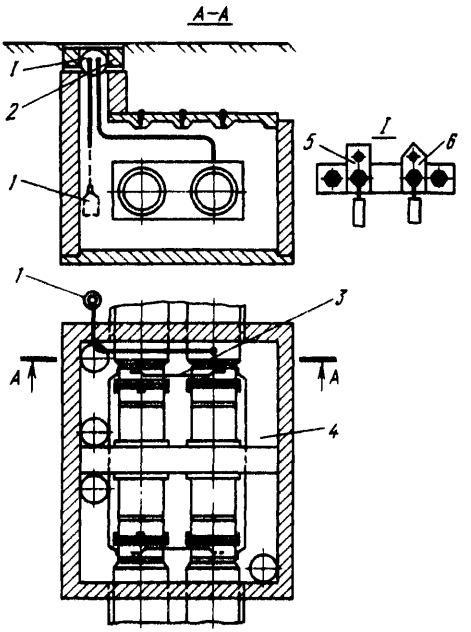


Рис. 21.1. Контрольно-измерительный пункт в камере:

1 – медносульфатный электрод сравнения длительного действия; *2* – люк; *3* – поперечная перемычка, *4* – продольная перемычка; *5, 6* – контрольные проводники от электрода и трубопровода

При канальной прокладке трубопроводов в случае предположения затопления или заноса каналов наиболее эффективным является метод выноса электрода сравнения,

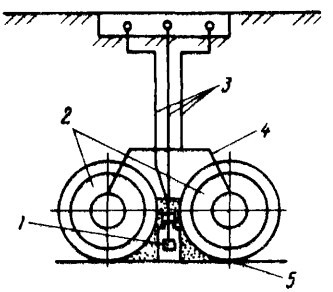


Рис. 21.2. Контрольно-измерительный пункт на трубопроводах бесканальной прокладки:

1 – медносульфатный электрод сравнения длительного действия; *2* – подающий и обратный трубопроводы; *3* – контрольные проводники, *4* – поперечная перемычка, *5* – песок

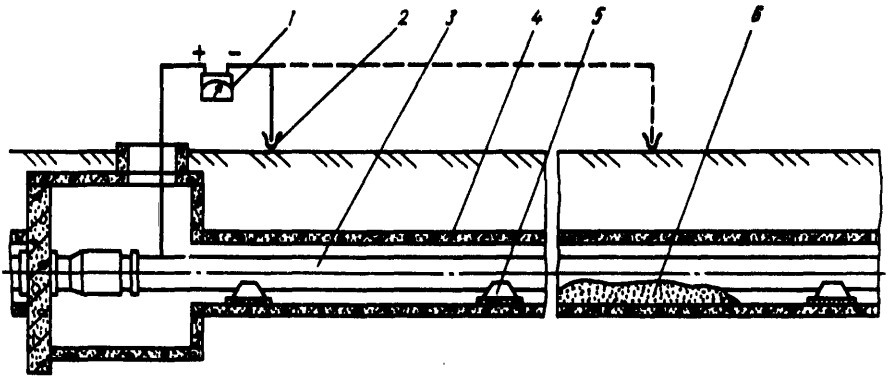


Рис. 21.3. Измерение разности потенциалов «труба – земля» на теплопроводах канальной прокладки:

1 – вольтметр; *2* – электрод сравнения; *3* – трубопровод; *4* – канал; *5* – подвижная опора; *6* – занос канала грунтом

который устанавливают над осью трассы трубопровода с интервалом 5 – 10 м (рис. 21.3). Из общего числа результатов измерений выбирают тот, который характеризует опасность электрокоррозии. При отсутствии затоплений или заносов электроды располагают над трубопроводами вблизи камер.

При бесканальной прокладке грубопроводов переносные электроды сравнения рекомендуется устанавливать над участками, где зафиксировано увлажнение теплоизоляции, у мест перехода бесканальной прокладки в канальную, у камер.

Определение характера влияния установок электрохимической защиты смежных подземных сооружений на трубопроводы осуществляется путем сопоставления результатов измерений на трубопроводах разности потенциалов «труба – земля» при выключенных и работающих защитных установках в заданном режиме. Измерения производятся в зоне действия защиты на смежных сооружениях. Вредным влиянием установок электрохимической защиты считается появление опасности электрохимической коррозии на трубопроводах, ранее не требовавших защиты от нее (появление положительной или знакопеременной разности потенциалов), уменьшение по абсолютной величине минимального или увеличение по абсолютной величине максимального защитного потенциала на трубопроводах, имеющих электрохимическую защиту.

Определение основных источников опасности коррозии в случае одновременного действия нескольких источников блуждающих токов осуществляется сопоставлением результатов синхронных измерений разности потенциалов «труба – земля» на трубопроводах и «рельс – земля» на рельсах электрифицированного на постоянном токе транспорта. Основным источником считается тот, распределение потенциалов на котором во времени определяет на трубопроводе аналогичный характер распределения потенциалов, но противоположной полярности.

Обработка результатов измерений разности потенциалов между трубопроводом и землей, рельсами и землей производится в соответствии с рекомендациями, приведенными в [97, 98].

21.3. Способы защиты трубопроводов тепловых сетей от коррозии

Способы защиты трубопроводов тепловых сетей подразделяются на две основные группы. Первая группа объединяет мероприятия по созданию условий, при которых прекращается или значительно снижается интенсивность воздействия на металл внешних факторов. Вторая группа мероприятий направлена на создание условий для протекания таких электрохимических процессов, при реализации которых подавляются или существенно снижаются скорости коррозионных процессов на защищаемой поверхности металла.

Первой группой мероприятий могут предусматриваться:

изоляция внешней поверхности трубопроводов от окружающей среды (теплоизоляционные покрытия);

применение гидрофобных теплоизоляционных материалов;

применение гидроизоляционных покрытий (покровных слоев) на поверхности теплоизоляции;

рациональный выбор трассы теплосети (удаление от источников блуждающих токов, участков с агрессивной средой и т. д.);

искусственное снижение уровня и отвод ливневых и грунтовых вод, планировка поверхности над трассой теплосети;

защита теплоизоляции от увлажнения на локальных участках (проходы под дорогами, прокладка вблизи бортовых камней и т. д.)

увеличение переходного электросопротивления трубопроводов по отношению к земле при прокладках в поле блуждающих токов (электроизоляция трубопроводов от опорных конструкций);

ограничение утечки токов в землю (осуществляются в соответствии с требованиями ГОСТ 9.015-74* организациями и предприятиями, в ведении которых находятся действующие и строящиеся сооружения, являющиеся источниками блуждающих токов).

Вторая группа мероприятий предусмат-

Таблица 21.1. **Защитные покрытия для трубопроводов тепловых сетей и горячего водоснабжения**

Наименование покрытия	Общая толщина покрытия, мм	Область применения	Максимально допустимая температура теплоносителя, °С
Стеклоэмалевые покрытия: из 2–3 покровных слоев эмали марки 13–111 по грунтовому слою эмали марки 117 из покровного слоя эмали марки 596 по грунтовому слою эмали марки 25М	0,5–0,6	В канальных и бесканальных прокладках	300
Металлизационное алюминиевое покрытие газотермического напыления*	Не менее 0,25	То же	300
Органосиликатное трехслойное покрытие из материала ОС51-03 с послойной термообработкой при 200 °С	0,25	То же	180
Органосиликатное четырехслойное покрытие из материала ОС51-03 с отвердителем без термообработки	0,2–0,25	То же	180
Эпоксидное однослойное покрытие из эмали ЭП-56 по грем слоям шпатлевки Э-0010 с термообработкой при 60 °С	0,35–0,4	То же	150
Изольное двухслойное покрытие из изола по холодной изольной мастике	5–6	То же	150
Комбинированное двухслойное покрытие из краски БТ-177 по слою грунтовки ГФ-020	0,15–0,2	Надземная прокладка, в туннелях, коллекторах, технических подпольях	150

* Алюминиевое покрытие применяется для труб с теплоизоляцией из материалов, имеющих pH водной вытяжки от 4,5 до 9,5.

ривает применение ингибирующих или пассивирующих теплоизоляционных материалов, а также средств электрохимической защиты трубопроводов тепловых сетей.

В соответствии с требованиями нормативно-технической документации [22, 97] электрохимическая защита трубопроводов тепловых сетей должна предусматриваться в зависимости от способа прокладки и условий эксплуатации в следующих случаях:

при бесканальной прокладке – в грунтах повышенной, высокой и весьма высокой коррозионной активности и в поле опасного воздействия блуждающих токов (при положительной и знакопеременной разности потенциалов между трубопроводом и землей);

при прокладке в непроходных каналах – в поле опасного воздействия блуждающих токов при заносе каналов грунтом.

В целях повышения коррозионной стойкости трубопроводов тепловых сетей применение электрохимической защиты дополнительно рекомендуется в следующих случаях:

при канальной прокладке в случае заноса грунтом или заполнении каналов независимо от наличия блуждающих токов (при невозможности удаления грунта или воды из каналов);

на участке прокладки трубопроводов тепловых сетей в футлярах.

21.4. Защита трубопроводов тепловых сетей изолирующими покрытиями

Для трубопроводов и металлических конструкций тепловых сетей должны быть предусмотрены изолирующие покрытия. Покрытия могут не предусматриваться в тех случаях, когда применяемые теплоизоляционные конструкции исключают возможность коррозии наружной поверхности трубопроводов и металлических конструкций.

Изолирующие покрытия должны быть стойкими в условиях одновременного воздействия на них теплоты, влаги, механических нагрузок, химически агрессивных компонентов окружающей среды, электрического поля. Покрытия должны быть долговечными, иметь сравнительно простую технологию нанесения, допускающую возможность механизации. Материалы, входящие в состав покрытия, должны быть недефицитны и относительно недороги. Нанесение изолирующих покрытий, как правило, должно производиться в специально оборудованных помещениях. В трассовых условиях должно допускаться нанесение покрытий для защиты стыковых соединений трубопроводов и при малых объемах ремонтных работ.

Типы защитных покрытий, рекомендованных для применения на трубопроводах тепловых сетей, приведены в табл. 21.1.

21.5. Электрохимическая защита трубопроводов тепловых сетей

Защита металла от коррозии, осуществляемая поляризацией от внешнего источника постоянного тока или соединением с металлом (протектором), имеющим более отрицательный или более положительный потенциал, чем у защищаемого металла называется электрохимической защитой. На подземных металлических сооружениях наиболее широкое распространение получила электрохимическая защита методом катодной поляризации, основанным на закономерном снижении скорости растворения металлов по мере смещения их потенциалов в сторону отрицательных значений относительно стационарного потенциала.

Смещение потенциала осуществляется до значений, соответствующих защитным потенциалам, при которых скорость растворения не превышает некоторой заданной величины. Нормативно-технической документацией [97] для трубопроводов тепловых сетей рекомендованы минимально и максимально допустимые (по абсолютной величине) значения защитного (поляризационного) потенциала, которые соответственно равны $-0{,}85$ В и $-1{,}1$ В относительно медносульфатного электрода сравнения. При контроле эффективности защиты по разности потенциалов между трубой и медносульфатным электродом сравнения минимально допустимые значения потенциалов для канальных и бесканальных трубопроводов равны $-0{,}9$ В и $-1{,}05$ В, а максимально допустимое значение 2,5 В.

Электрохимическая защита подземных трубопроводов может осуществляться с помощью установок электродренажной и катодной защиты и протекторов. Установки электродренажной защиты применяются для защиты подземных сооружений от блуждающих токов. При защите с помощью электродренажа блуждающих токов происходит изменение токораспределения в системе «рельсы – земля – подземное сооружение», за счет чего осуществляется катодная поляризация сооружений блуждающими токами.

При защите подземных сооружений от блуждающих токов применяются поляризованные и усиленные электродренажи. Поляризованный электродренаж представляет собой схему односторонней проводимости за

счет включения в цепь дренажа вентильных элементов, необходимых для предотвращения перетекания тока из рельсов в сооружение в те моменты, когда потенциал рельсов становится более положительным, чем потенциал сооружения.

Большое распространение получили усиленные электродренажи, в которых сочетается поляризованный дренаж с последовательно включенным источником постоянного тока, что позволяет в широких пределах регулировать потенциалы на защищаемых сооружениях.

Усиленный дренаж применяется в следующих случаях: когда разность потенциалов между сооружением и рельсами недостаточна для работы поляризованного дренажа; когда действуют несколько источников блуждающих токов и дренирование на рельсовую цепь одного из них не является достаточно эффективной мерой; когда применение поляризованного дренажа менее экономично из-за необходимости использования кабеля большего сечения. Применение электродренажей имеет определенные ограничения, особенно в случаях дренирования блуждающих токов железных дорог. Ограничения введены в целях предотвращения нарушения нормальной работы устройств сигнализации и блокировки. Условия присоединения электродренажей приведены в ГОСТ 9.015-74*.

Основные характеристики электродренажных установок приведены в табл. 21.2.

Установки катодной защиты применяются для защиты подземных металлических сооружений от почвенной коррозии, а также от блуждающих токов, когда применение электродренажей технико-экономически является нецелесообразным (например, при расстояниях между трубопроводами и рельсами, превышающими 250—300 м). Установка катодной защиты состоит из катодной станции или преобразователя (выпрямителя переменного тока) с устройствами для регулировки тока защиты, анодного заземления для распределения тока защиты в земле и дренажных кабелей для присоединения положительного и отрицательного полюсов соответственно к анодному заземлению и подземному сооружению.

Катодные станции (преобразователи) выпускаются с неавтоматическим и автоматическим регулированием тока защиты (табл. 21.3). Последние применяются преимущественно для защиты сооружений, проложенных в поле блуждающих токов.

Для устройства анодных заземлений применяются аноды из стали, графита и железокремниевых сплавов. Долговечность заземлений зависит от плотности стекающего с них тока и материала, из которого они изготовлены. Для продления срока службы заземлений аноды помещают в специальные активаторы, обладающие электронной проводимостью (обычно спрессованная коксова

Таблица 21.2. **Установки для электродренажной защиты**

Поляризованные электродренажные установки

Марка установки	Номинальный ток А	Допустимое обратное напряжение, В	Максимальное дренажное сопротивление, Ом
ПГД-200	200	100	0,15
ПД-3А	500	100	0,36

Усиленные электродренажи с автоматическим регулированием потенциалов

Марка установки	Выходная мощность, кВт	Напряжение выпрямленного тока, В	Выпрямленный ток, А
ТПЕ-200-12-IV	2,4	12	200

Таблица 21.3. **Преобразователи для катодной защиты**

Марка установки	Выходная мощность, кВт	Напряжение выпрямленного тока, В	Выпрямленный ток А
Неавтоматические			
ПСК-М-0,6	0,6	48/24	12,5/25
ПСК-М-1,2	1,2	48/24	25/50
ПСК-М-2,0	2,0	96/48	21/42
ПСК-М-3,0	3,0	96/48	31/62
ПСК-М-5,0	5,0	96/48	52/104
СКЗМ-2,0	2,0	96/48	21/42
СКЗМ-3,0	3,0	96/48	31/62
СКЗМ-5,0	5,0	96/48	52/104
Автоматические			
ПАСК-М-0,6	0,6	48/24	12,5/25
ПАСК-М-1,2	1,2	48/24	25/50
ПАСК-М-2,0	2,0	96/48	21/42
ПАСК-М-3,0	3,0	96/48	31/62
ПАСК-М-5,0	5,0	96/48	52/104
ОПС-50-24VI	1,2	48/24	25 50
ОПС-63-48VI	3,0	96/48	31,62
ОПС-100-48VI	4,8	96/48	50/100

Таблица 21.4. **Габаритные размеры и масса анодов типов ЗЖК, АК и АКО**

Марка анода	Размеры анода, мм		Размеры анода с активатором и металлическим кожухом, мм		Масса, кг	
	диаметр	длина	диаметр	длина	анода	анода с активатором и металлическим кожухом
ЗЖК-12	40	1365	—	—	12	—
ЗЖК-41г	75	1365	—	—	41	—
АК-1	50	1400	185	1420	21	60
АК-3	40	1365	185	1420	12	53
АК-1г	75	1365	225	1700	41	90
АК-2г	40	1365	150	1700	12	60
АКО-1	30	1400	—	—	54	—
АКО-2	80	1500	—	—	52	—
АКО-3	80	550	—	—	28	—
АКО-4	60	1500 – 2000	—	—	30 – 40	—
АКО-5	80	1600	—	—	54	—
АКО-6	56	1940	—	—	32	—
АКО-7	180	2000	—	—	140	—

мелочь с ингибитором). В табл. 21.4 приведены габаритные размеры анодов, выпускаемых промышленностью.

Выбор конструкции анодного заземления производится на основе технико-экономического расчета его показателей с учетом тока в цепи катодной станции, максимально допустимого сопротивления растеканию заземления, заданного срока службы заземления, конструкции и марки анода. Расчет параметров анодных заземлений производится в соответствии с рекомендациями нормативно-технической документации [98].

При осуществлении совместной электрохимической защиты смежных подземных сооружений от одной установки или защиты нескольких участков трубопроводов от одной установки с применением соответствующего количества анодных заземлений возникает необходимость раздельной регулировки силы тока в отдельных ветвях защиты. Регулирование может осуществляться с помощью стандартного диодно-резисторного блока типа БДР, имеющего характеристику:

Количество независимых каналов . . . 4
Параметры одного независимого канала:
- максимальный ток, А 25
- максимальное сопротивление, Ом 0,24
- количество элементов сопротивления, шт 6
- допустимое обратное напряжение, В 300

Электрохимическая защита с помощью протекторов осуществляется за счет разности потенциалов между находящимися в одной среде протектором и металлическим сооружением, вследствие чего в цепи образовавшегося гальванического элемента проходит ток. Эффективность протекторной защиты определяется физико-химическими свойствами протекторов и внешними условиями их работы. Электродный потенциал протектора должен быть существенно более отрицательным, чем потенциал защищаемого металла. На тепловых сетях протекторы могут быть эффективно использованы на локальных участках, в частности для защиты труб на участке прокладки их в футлярах. Для этих целей могут быть применены прутковые протекторы из магниевого (по ГОСТ 2856-79) и алюминиевых (по ОСТ 5.3072-75) сплавов (табл. 21.5).

Прутковые протекторы представляют собой биметаллический стержень (пруток) с оболочкой из магниевого или алюминиевого сплава и стальной арматуры диаметром 4 – 5 мм, проходящей по центру прутка круглой или овальной формы.

Таблица 21.5. **Прутковые протекторы из алюминиевых и магниевых сплавов**

Марка протектора	Длина, м	Диаметр, мм	Марка сплава	Масса 1 м длины, кг
П-12п	2	60	Мл-4	8
П-КПА-4	До 30 м (оговаривается при заказе)	40	АП-1 – АП-4	4
П-КПА-2	То же	30	АП-1 – АП-4	2

21.6. Проектирование защиты от коррозии тепловых сетей

Проектирование защиты от коррозии трубопроводов тепловых сетей должно выполняться специализированными организациями (отделами проектных институтов), оснащенными специальной изыскательской аппаратурой и имеющими опыт работ по защите подземных металлических сооружений от коррозии.

Проектирование защиты должно осуществляться на стадии разработки проекта тепловых сетей, а также при необходимости и в процессе их эксплуатации.

Проектирование защиты от коррозии вновь прокладываемых тепловых сетей

Выбор трассы проектируемого трубопровода во многом определяет степень коррозионной опасности. Независимо от типа прокладки трубопровода трассы проектируемых теплосетей рекомендуется выносить за пределы территорий бывших свалок, участков, подвергающихся затоплению фекальными водами, заболоченных мест и т. д. Должны быть предусмотрены конструктивные мероприятия по искусственному понижению уровня грунтовых вод и отводу ливневых вод.

При сближении трасс тепловых сетей с рельсами электрифицированного транспорта в целях уменьшения вредного влияния источников блуждающих токов рекомендованы наименьшие расстояния в свету по горизонтали от конструкции тепловых сетей до параллельно проложенных рельсовых путей трамвая и электрифицированной железной дороги: до оси ближайшего трамвайного пути – 2,75 м и до оси ближайшего пути электрифицированной железной дороги – 10,75 м. Не допускается пересечений тепловыми сетями стрелок и крестовин трамвайных и железнодорожных путей, а также мест присоединения отрицательных питающих линий (отсасывающих пунктов) к рельсам электрифицированных железных дорог и трамвая. Наименьшие расстояния в свету по вертикали от конструкций теплопроводов до подошвы рельсов железных дорог и трамвая должны быть соответственно не менее 2 и 1 м.

Для повышения коррозионной стойкости трубопроводов тепловых сетей и эффективности электрохимической защиты должны быть предусмотрены меры по увеличению переходного сопротивления теплопроводов путем электроизоляции трубопроводов от опорных конструкций при прокладке в поле блуждающих токов и в заданной зоне электрохимической защиты теплопроводов.

В целях обеспечения эффективного действия средств электрохимической защиты на фланцевых соединениях трубопроводов должны быть предусмотрены продольные электроперемычки кабелем или шинами с поперечным сечением не менее 50 мм^2 по меди.

Для уравнивания потенциалов между параллельными нитками трубопроводов в случаях применения электрохимической защиты следует предусматривать поперечные электроперемычки с интервалами между ними не более 200 – 300 м.

Для обеспечения возможности систематических измерений потенциалов трубопроводов тепловых сетей с поверхности земли предусматривают установку контрольно-измерительных пунктов (КИП). Обычно КИП размещают в камерах, учитывая при этом необходимость установки их на следующих участках:

в местах пересечения тепловых сетей с рельсовыми путями электрифицированного транспорта. При пересечении более двух путей КИП устанавливают по обе стороны пересечения с устройством при необходимости специальных камер;

в местах пересечения с металлическими трубопроводами;

в местах сближения трассы тепловых сетей с пунктами присоединения к рельсам электрифицированных железных дорог отрицательных питающих линий;

в местах максимального сближения с анодными заземлениями установок катодной защиты.

Схемы КИП, устанавливаемых на теплопроводах канальной и бесканальной прокладок, приведены на рис. 21.1 и 21.2.

Мероприятия по защите трубопроводов от коррозии

На стадии разработки проекта принимается общее решение о необходимости электроизоляции трубопроводов от опор, установки контрольно-измерительных пунктов, электроперемычек. Для теплопроводов бесканальной прокладки принимается решение о необходимости применения электрохимической защиты, даются проектные решения по способу электрохимической защиты, ориентировочно намечаются места монтажа установок защиты.

Исходными данными для проектирования защиты на этой стадии являются:

совмещенный план трассы проектируемой теплосети масштаба 1 : 2000 – 1 : 5000 с сопутствующих ей соседних подземных м

таллических сооружений с указанием расположения установок электрохимической защиты и КИП на них, рельсовой сети электрифицированного транспорта,

данные о расположении тяговых подстанций электрифицированного рельсового транспорта, пунктов присоединения отрицательных питающих линий к рельсам, путевых дросселей; сведения о других возможных источниках блуждающих токов, находящихся в зоне трассы проектируемой тепловой сети;

результаты коррозионных изысканий данные измерений потенциалов на существующих подземных металлических сооружениях и источниках блуждающих токов, при бесканальной прокладке тепловых сетей – данные по коррозионной активности грунтов по трассе проектируемой тепловой сети).

Раздел «Защита от коррозии» проекта тепловых сетей должен содержать.

пояснительную записку, содержащую результаты коррозионных изысканий, проектные решения по изоляции трубопроводов от опор, установке КИП, по электрохимической защите тепловых сетей бесканальной прокладки;

план проектируемой тепловой сети (М 1 : 2000 – 1 : 5000), сопутствующих ей смежных подземных металлических сооружений с существующими установками электрохимической защиты, рельсовой сети электрифицированного транспорта;

заказную спецификацию на основное оборудование;

заявочные ведомости по укрупненным показателям на полуфабрикаты, детали, изделия и материалы;

сметы стоимости запроектированной защиты тепловых сетей от коррозии

При разработке рабочей документации по защиты от коррозии тепловых сетей производятся уточнения и детализация пересмотренных проектом решений в той степени, в которой это необходимо для производства строительно-монтажных работ.

Исходными данными для проектирования защиты от коррозии на стадии рабочей документации являются:

раздел «Защита от коррозии» проекта тепловых сетей;

уточненный план трассы проектируемой тепловой сети (М 1 : 2000 – 1 : 5000), сопутствующих ей смежных подземных металлических сооружений с существующими установками электрохимической защиты, рельсовой сети электрифицированного транспорта;

результаты инженерных изысканий к рабочей документации (при бесканальной прокладке тепловых сетей в случае изменения трассы – данные по коррозионной активности грунтов).

На стадии рабочей документации раздел «Защита от коррозии» проекта тепловых сетей должен содержать:

пояснительную записку, содержащую результаты коррозионных изысканий, указания по электроизоляции трубопроводов тепловых сетей от опор; установке КИП, обоснование необходимости электрохимической защиты, выбора типа и параметров установок электрохимической защиты, пунктов их подключения;

план трассы проектируемой тепловой сети (М 1 : 2000 – 1 : 5000) с указанием мест установки КИП, продольных и поперечных перемычек.

В случаях применения электрохимической защиты тепловых сетей на плане (М 1 : 500) должны быть даны привязки мест размещения установок электрохимической защиты, пунктов присоединения дренажных кабелей, анодных и защитных заземлений, согласованные с соответствующими организациями на производство монтажных и земляных работ. К разделу «Защита от коррозии» должны быть приложены схемы подключения установок электрохимической защиты к подземным металлическим сооружениям, анодным и защитным заземлениям сети переменного тока, заказная спецификация на основное оборудование и материалы; уточненные заявочные ведомости конструкций, полуфабрикатов, деталей, изделий и материалов.

Исходными данными для проектирования защиты от коррозии на стадии рабочего проекта тепловых сетей являются те же данные, что и при двухстадийном проектировании. Состав раздела «Защита от коррозии» рабочего проекта тепловых сетей аналогичен составу соответствующего раздела на стадии проектирования рабочей документации с включением в состав проекта сметы стоимости запроектированной защиты тепловых сетей от коррозии.

Раздел «Защита от коррозии» должен быть согласован с местной организацией, координирующей работы по защите подземных металлических сооружений от коррозии.

Расчет параметров электрохимической защиты

На стадии проектирования тепловых сетей электрохимическую защиту предусматривают лишь для трубопроводов бесканальной прокладки. Необходимость осуществления электрохимической защиты определяется на основе данных о коррозионной активности

грунтов и характере воздействия блуждающих токов (см § 21 3) Указанные данные могут быть получены в результате изысканий, выполненных организацией, разрабатывающей проект подземных коммуникаций, либо специализированной организацией, привлекаемой на субподрядных началах

Расчет параметров электрохимической защиты может быть произведен на основе методики [98], предусматривающей проектирование совместной защиты подземных трубопроводов, расположенных в заданной зоне защиты

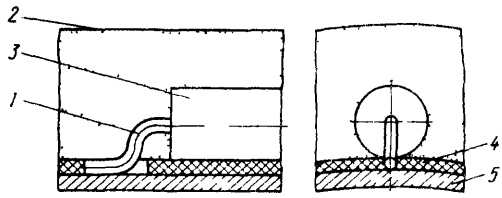


Рис 21 5 Крепление пруткового протектора к трубопроводу

1 – контактный сердечник, *2* – теплоизоляционное покрытие, *3* – протектор *4* – защитное покрытие, *5* – трубопровод

Электрохимическая защита трубопроводов на участке прокладки в футлярах

Электрохимическая защита трубопроводов тепловых сетей (с защитным покрытием) на участке прокладки в футлярах может осуществляться с помощью прутковых протекторов, размещаемых в пределах теплоизоляционной конструкции

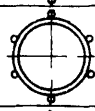
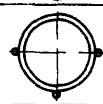
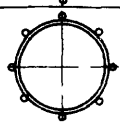
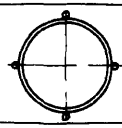
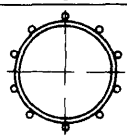
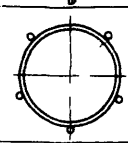
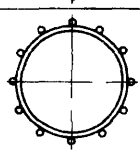
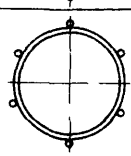
Условный проход трубопровода, мм	Схема размещения и количество прутковых протекторов, шт			
	из алюминиевых сплавов		из магниевых сплавов	
100 – 150		2		1
200 – 250		3		2
300 – 350		4		2
400 – 500		6		3
600 – 800		8		4
1000		10		5
1200		12		6

Рис 21 4 Схема размещения протекторов на поверхности трубопровода в футляре

В табл 21 5 приведены типы и размеры прутковых протекторов из алюминиевых (по ОСТ 5 3072-75) и магниевых сплавов (по ГОСТ 2856-79)

Наиболее целесообразна установка протекторов у поверхности трубы (защитного покрытия) вдоль ее оси На трубах диаметром более 500 мм возможно размещение алюминиевых протекторов в виде спиральной намотки с шагом между смежными витками не более 300 мм На рис 21 4 приведены схемы размещения и количество прутковых протекторов, укладываемых вдоль оси трубопровода в зависимости от его диаметра

Монтаж прутковых протекторов осуществляется до нанесения теплоизоляционного покрытия в следующем порядке разметка мест установки протекторов, установка протекторов и их закрепление приваркой арматуры к трубопроводу (рис 21 5) Концы протекторов по обе стороны футляра должны выступать за его пределы на 1 м

Магниевые протекторы устанавливают таким образом, чтобы расстояние между концами соседних протекторов вдоль оси трубопровода составляло не более 0,3 м

Проектирование электрохимической защиты действующих тепловых сетей

В связи с недостаточной достоверностью исходных данных, необходимых для расчета совместной защиты трубопроводов, находящихся в длительной эксплуатации, целесообразно применять метод опытного включения средств защиты, являющийся в данном случае более надежным

В результате опытного включения определяют оптимальный способ электрохимической защиты, тип, количество защитных

установок и их основные параметры, зоны действия защитных установок, характер воздействия защиты на смежные коммуникации и необходимость их включения в систему совместной защиты. Намечаются пункты подключения дренажных кабелей к трубопроводам и источникам блуждающих токов, места размещения анодных заземлений и контрольно-измерительных пунктов на трубопроводах.

Проектирование электрохимической защиты находящихся в эксплуатации тепловых сетей выполняют, как правило, в одну стадию. Исходные данные для составления проекта защиты тепловых сетей в основном аналогичны по составу данным для проектирования защиты вновь прокладываемых трубопроводов, но дополняются сведениями о местах заносов каналов и результатами опытного включения средств электрохимической защиты.

Для защиты тепловых сетей от коррозии, вызываемой блуждающими токами, следует применять усиленные электродренажи, когда применение поляризованных дренажей неэффективно или не оправдано по экономическим показателям. В тех случаях, когда включением электродренажей не удается обеспечить защиту тепловых сетей в пределах опасной зоны и на отдельных ее участках (обычно периферийных) остаются анодные зоны, то в комплексе с электродренажами применяются катодные станции.

Опытное включение может осуществляться с помощью серийно выпускаемых передвижных лабораторий по защите подземных сооружений от коррозии.

Для опытного включения при отсутствии передвижных лабораторий могут быть использованы стандартные электродренажные установки и катодные станции.

При защите от блуждающих токов точка подключения кабеля к трубопроводу выбирается на таком его участке, где средние значения положительных потенциалов трубопровода по отношению к земле максимальны. Кроме того, пункт подключения дренажных кабелей к трубопроводу выбирается с учетом:

наименьшего расстояния от пункта присоединения к источнику блуждающих токов (рельсам, дроссель-трансформаторам, отсасывающим пунктам, тяговым подстанциям);

возможности доступа к трубопроводу без вскрытия (в камерах, смотровых колодцах и т. п.).

При возможности выбора нескольких мест присоединения предпочтение отдают участкам сетей с возможно большими диаметрами при прочих равных условиях. Присоединение дренажного кабеля к отсасывающей сети трамвая производят к рельсам или отсасывающим пунктам. Непосредственное присоединение установок дренажной защиты к отрицательным шинам тяговых подстанций трамвая, а также к сборке отрицательных питающих линий этих подстанций не допускается.

Подключение усиленного дренажа к рельсовым путям электрифицированных железных дорог не должно приводить в часы интенсивного движения поездов к появлению устойчивых положительных потенциалов в отсасывающем пункте. Не допускается присоединение усиленного дренажа в анодных зонах рельсовой сети, а также к рельсам железнодорожных путей. Подключение установок дренажной защиты на электрифицированных железных дорогах не должно нарушать нормальную работу устройств СЦБ, для чего следует соблюдать все условия присоединения к рельсовым цепям электрифицированного транспорта, регламентируемые нормативно-технической документацией. На опытное включение дренажной установки должно быть получено разрешение транспортного ведомства. Представителем этой организации осуществляется присоединение дренажного кабеля к сооружениям источников блуждающих токов.

Объем измерительных работ, выполняемых при опытном включении защиты, определяется организацией, проектирующей защиту. Порядок измерений излагается в программе, которая должна быть составлена перед началом работ. В программе указываются режимы работы опытной защиты, пункты измерений на тепловых сетях и смежных сооружениях, продолжительность измерений в каждом пункте с указанием размещения самопишущих и показывающих приборов. Продолжительность работы защиты зависит от местных условий и может составлять от нескольких десятков минут до нескольких часов. При этом, как правило, охватывается период максимальных нагрузок электротранспорта.

Измерение тока дренажа, потенциалов на защищаемой тепловой сети, смежных подземных сооружениях и рельсах электротранспорта производится в соответствии с намеченными программой режимами работы защиты. Если в результате измерений потенциалов установлено, что зона эффективного действия поляризованного дренажа не распространяется на весь район выявленной опасности, пункт дренирования перемещают или одновременно включают несколько дренажных установок в различных пунктах.

При недостаточной эффективности при-

нятых мер производится опытное включение усиленных дренажных установок или комплекса дренажных установок с катодной станцией В последнем случае опытное включение катодной станции производят после окончательного выбора параметров дренажных установок

Измерения потенциалов на смежных сооружениях в период опытного включения дренажной защиты, как правило, выполняются организациями, эксплуатирующими эти сооружения В процессе проведения испытаний защиты трубопроводов на смежные сооружения не должно быть оказано вредного влияния

Эффективность действия катодной защиты во многом обусловлена точностью расположения анодных заземлителей Обычно при опытном включении катодной защиты для установок временных заземлителей, как правило, выбирают те участки, на которых впоследствии предполагается разместить и стационарные заземлители При проектировании совместной защиты подземных сооружений преобладает тенденция к применению мощных защитных установок с целью охвата максимально возможной зоны защиты Однако в этой зоне, как правило, протяженность защищенных тепловых сетей, особенно при их канальной прокладке минимальна Объясняется это меньшим по величине в сравнении с другими сооружениями переходным сопротивлением трубопроводов, не имеющих электроизоляции опорных конструкций Вследствие этого в зоне защищенных сооружений остаются участки тепловых сетей с недозащитой или полностью без защиты Поэтому при проектировании катодной защиты действующих сетей канальной прокладки следует четко определять границы коррозионной опасности, т е участки тепловых сетей с заносом каналов грунтом или затоплением водой

Для обеспечения защиты трубопроводов на этих участках необходимы локальные источники тока, что может быть достигнуто применением отдельных катодных станций небольшой мощности либо при совместной защите применением дополнительных выносных заземлителей, расположенных на относительно небольших расстояниях от участков трубопроводов, требующих электрохимической защиты

На рис 21 6 приведены два из возможных вариантов осуществления электрохимической защиты трубопроводов тепловых сетей канальнои прокладки на участках заноса грунтом

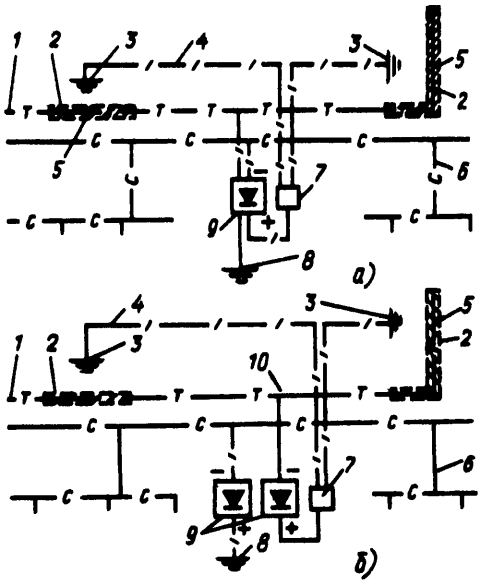


Рис 21 6 Электрохимическая защита трубопроводов тепловых сетей на участках заноса каналов грунтом

а – совместная защита со смежными сооружениями, *б* – индивидуальная защита, *1* – теплопровод, *2* – участки заноса канала грунтом *3* – выносное анодное заземление, *4* – кабель *5* – КИП, *6* – газопровод, *7* – БДР, *8* – основное анодное заземление, *9* – катодные станции, *10* – контактные устройства

В первом варианте (рис 21 6, *а*) осуществляется совместная защита газопровода и трубопровода от одной катодной станции с комбинированной системой анодного заземления Защита трубопроводов на участках заноса обеспечивается выносными заземлениями, установленными в зоне заносов Регулирование (корректировки) величины тока для защиты труб на этих участках производится с помощью многоканального блока совместной защиты типа БДР, включенного в анодный участок цепи катодной станции

Вариант схемы защиты, приведенный на рис 21 6, *б*, может применяться в случае необходимости более независимого регулирования режимов защиты теплопроводов и при недостаточной мощности катодных станций для совместной защиты подземных сооружений в данной зоне Вариант схемы, параметры защиты, количество заземлений и их расположение определяются на основе опытного включения защиты и технико-экономических расчетов

Раздел пятый

ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ И НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ

Глава двадцать вторая

СХЕМЫ ПРИСОЕДИНЕНИЯ И АВТОМАТИЗАЦИИ СИСТЕМ ОТОПЛЕНИЯ, ВЕНТИЛЯЦИИ И ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

1. Зависимые схемы присоединения систем отопления

Схемы присоединения отопительных сис- делятся на зависимые и независимые. ибольшее применение в настоящее время ют зависимые схемы как более простые. этих схемах система отопления гидравли- и связана с тепловой сетью и работает давлением, близким к давлению в обрат- трубопроводе внешней тепловой сети. окуляция воды в системе обеспечивается чет разности давлений в подающем и атном трубопроводах тепловой сети. ность давлений должна быть достаточна преодоления потерь давления в системе пления и в узле присоединения (тепло- пункте). Если давление в подающем бопроводе внешней сети превышает не- одимое, то оно должно быть сдросселиано авторегулятором давления либо дрос- ной шайбой.

Выбирая схему присоединения, следует ть в виду, что гидравлический режим ловой сети может изменяться по годам зависимости от степени загрузки сети). етях иногда проводится количественное ирование (например, в теплые периоды ительного сезона). Принято также про- ть схему присоединения на достаточность ического давления при остановке тепло- сети для задвижки системы отопления, я, как правило, протяженные тепловые обычно работают круглосуточно.

Простейшей из зависимых является схе- непосредственного присоединения, при ором горячая вода из тепловой сети осредственно, т. е. без смешения, поступает отопительную систему. Такое присоеди- ние может выполняться, когда расчетные тепловой сети и системы отопления совпадают, например при теплоснабжении от групповых котельных с чугунными котлами, работающими с максимальной температурой 95 – 105 °С, или при групповых системах, работающих от ГТП при насосном смешении. Наиболее часто такие схемы применяются для присоединения промышленных и других зданий производственного назначения, которые исходя из технологического назначения могут работать на параметрах тепловой сети, т. е. при температуре 150 °С.

Подавляющее большинство коммунальных зданий в настоящее время присоединено и продолжает присоединяться к тепловым сетям по зависимой схеме с элеватором (рис. 22.1). Преимуществом этой схемы является ее низкая стоимость и, что особенно важно, высокая степень надежности элеватора, несравнимая по величине с другим санитарно-техническим оборудованием. Ценным преимуществом элеватора как смесительного устройства является создаваемое им практическое постоянство коэффициента смешения при колебаниях перепада давлений перед ним. Под коэффициентом смешения понимается отношение расхода подмешиваемой воды (из обратной линии отопительной системы) к расходу воды из внешней тепловой сети.

При обычно применяемом для тепловых сетей графике с $t_{с\ под} = 150\,°С$ и с $t_{с\ обр} = 70\,°С$ необходимый коэффициент смешения u для систем отопления с параметрами $t_{под} = 95$ и $105\,°С$ соответственно составит 2,2 и 1,3.

В целях упрощения на всех последующих рисунках этой главы запорная арматура, контрольно-измерительные приборы и системы отопления не показаны. Рабочие схемы приведены далее.

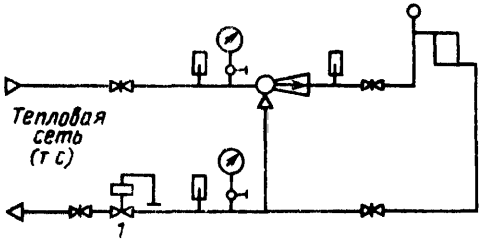


Рис. 22.1. Схема присоединения системы отопления с элеватором

Как правило, большинство систем отопления имеет завышенную поверхность нагревательных приборов. Для устранения перегрева отапливаемых помещений в этих случаях необходимо соответствующее снижение температур подаваемой в системы воды и, следовательно, увеличение необходимого коэффициента смешения. Расчетный коэффициент смешения элеватора всегда меньше необходимого.

В подавляющем большинстве случаев необходимая разность напоров перед элеватором должна составлять не менее 12 м и перед тепловым пунктом с элеватором не менее 15 м. Недоучет необходимой разности напоров перед элеватором неизбежно приводит к пониженному коэффициенту смешения, перерасходу сетевой воды и, следовательно, теплоты.

Элеватор должен располагаться, как правило, в непосредственной близости от начала системы отопления (первого стояка). Каждая система отопления обычно обеспечивается своим элеватором. Диаметр трубопроводов, соединяющих элеватор с системой, должен подбираться исходя из удельной потери давления 20—40 Па/м. Если к тепловой сети присоединяется через элеватор здание с местной котельной, то насосы котельной должны обязательно использоваться в схеме присоединения в качестве резервных.

Значительно большие возможности по регулированию систем отопления создает применение для смешения центробежных насосов.

Три принципиальные схемы включения центробежных насосов показаны на рис. 22.2. Эти схемы, несмотря на их большую универсальность по сравнению со схемой с элеватором, пока еще не нашли широкого применения. Основная причина этого в отсутствии насосов необходимой производительности и напора, в их плохом исполнении, в выпуске насосных агрегатов без комплектующей пусковой аппаратуры и защитных устройств. Обычной схемой включения насоса считается установка его на перемычке между обратной и подающей трубами теплового пункта (рис 22.2, *а*). Основанием для этого является меньший расход электроэнергии на перекачку по сравнению со схемами (рис 22.2, *б* и *в*).

Однако в концевых участках тепловой сети, где обычно применяются схемы присоединения со смесительными насосами, разность напоров не только мала по величине, но и подвержена и суточным, и сезонным изменениям. Эти изменения иногда настолько значительны, что могут привести к недополучению необходимого количества сетевой воды и теплоты потребителями. Именно в этих случаях установка насоса по схемам рис. 22.2, *б* и *в* позволяет при работе насоса получить необходимую дополнительную разность напоров для циркуляции воды в местной системе. Таким образом за счет небольшого перерасхода электроэнергии (и увеличения мощности насосного агрегата) можно получить более надежную схему присоединения.

Бóльшее применение имеет схема с насосом на обратной линии, так как в концах участка, где наиболее употребительны насосные схемы присоединения, весьма часто имеют место повышенные давления в обратных линиях. Однако в этих случаях следует учитывать возможную остановку циркуляционного насоса (с питанием от домовой электросети) и не допускать при этом превышения давления в системе отопления выше рабочего. Если давление в системе при остановке насоса превысит рабочее, надежнее применить независимую схему присоединения (через подогреватель).

При теплоснабжении особо высоких зданий (или расположенных на высоких отметках местности) иногда находит применение схема с насосом на подающей линии, но, как правило, в этих случаях следует отдать

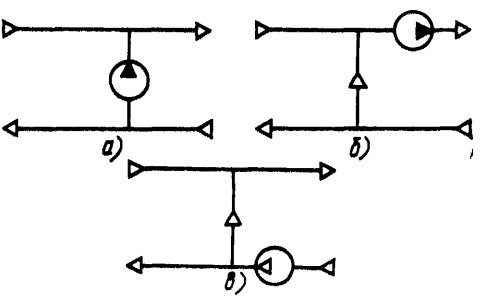
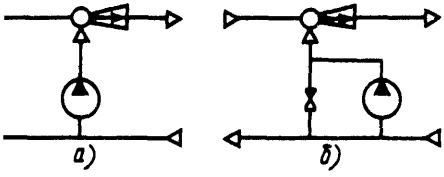


Рис. 22.2 Схемы присоединения системы отопления с насосом:

а — насос на перемычке, *б* — насос на подающей линии, *в* — насос на обратной линии



с. 22.3. Схемы присоединения системы отопления с элеватором и насосом

дпочтение также независимой схеме приединения.

Исключается установка любых насосов, ме малошумных, в тепловых пунктах лых зданий. В жилых микрорайонах бходимые по режиму работы насосы жны устанавливаться в ГТП.

Наличие насоса в схеме присоединения воляет проводить более совершенное ирование системы отопления.

Так, например, часто промышленные екты получают теплоту от городских ловых сетей, режим регулирования кото- х обычно ориентируется на коммуналь- е здания. Необходимый тепловой режим даниях промышленного назначения в зна- тельной степени отличается от режима ммунальных зданий. Так, например, необ- димые температуры воздуха в производ- енных помещениях составляют для легких овий работы (например, холодная обра- ки металла) 17–22 °С и для тяжелых 17 °С. В ряде случаев производственные мещения имеют значительные тепло- деления от технологического оборудо- ния, иногда эти тепловыделения имеют риодический характер. Во всех тех случаях, гда тепловой режим производственного ния не совпадает с принятым режимом ловой сети, оно должно иметь в схеме исоединения смесительное устройство. Та- е устройство должно работать в отличие коммунальных зданий с переменным коэф- циентом смешения. В этом случае схема исоединения может быть выполнена по с. 22.2. При работе цеха система отоп- ния работает без смешения, в нерабочее емя работает со смешением, осуществляе- м с помощью насоса. Расход воды из ловой сети и коэффициент смешения – ременные, расход воды в системе отоп- ния – постоянный. Применение схемы с ременным коэффициентом смешения позво- т сэкономить значительное количество плоты, так как в нерабочее время темпе- тура в производственных помещениях мо- т снижаться с 16–18 °С до 5 °С.

Насосная схема присоединения может ть полезно использована и при тепло- снабжении жилых и особенно общественных зданий. Необходимым условием для этого является применение компактных, надежных и бесшумных (малошумных) насосов. Для этой цели разработаны бесфундаментные насосы типа ЦВЦ. Перед насосами рекомендуется ставить грязевики с мелкой сеткой.

Для упрощения и уточнения регулирования систем отопления применяемые в указанных схемах насосы независимо от схемы включения должны иметь пологую гидравлическую характеристику. В этом случае независимо от количества подаваемой воды из тепловой сети система отопления будет работать с постоянным расходом циркулирующей воды, что обеспечит правильное распределение ее по стоякам и нагревательным приборам.

При всех схемах насосного смешения отключение насосного агрегата приводит к поступлению горячей воды из тепловой сети непосредственно в отопительную систему, что может привести к ее повреждению. Правда, количество горячей воды, поступающей в систему, будет небольшим, так как потери напора в системе в несколько раз превышают потери в перемычке у насоса. Необходимо предусматривать защитное устройство, которое бы отключало отопительную систему при полной остановке всех насосных агрегатов.

Необходимость устанавливать вместе с рабочим обязательно и резервный насосный агрегат, а также требование повышенной надежности в электроснабжении приводят к сочетанию схем с элеватором и центробежным насосом (рис. 22.3). В этом случае выход из работы центробежного насоса приведет к понижению коэффициента смешения, но не снизит его до нуля, как при схемах с насосным смешением.

Эта схема может быть применима в тех случаях, когда разность напоров перед элеватором не может обеспечить необходимого коэффициента смешения, т. е. меньше 12–15 м, но больше 5 м. В действующих тепловых сетях такие зоны обширны. С помощью такой схемы можно осуществить ступенчатое регулирование температуры подаваемой воды в зоне высоких температур наружного воздуха.

Длительность периода $t_н$ от +3 до +10 °С продолжительна и может достигать тысячи и более часов за отопительный период. Перерасход теплоты на отопление в этот период из-за подачи воды в сеть с температурой 70–75 °С нежелателен, в том числе и по санитарным соображениям (перегрев помещений ведет к сухости воздуха).

Установка центробежного насоса на вводе с нормально работающим элеватором позволяет при включении насоса получить значительное повышение коэффициента смешения и тем самым снизить температуру подаваемой в систему воды

На рис 22 3 приведены две модификации указанной схемы Схема на рис 22 3, *а*, может применяться только лишь в том случае, если потери напора в остановленном насосе весьма невелики и не могут дополнительно снизить коэффициента смешения элеватора При всех схемах включения насосы должны приниматься только с пологой характеристикой и только бесшумные

При проектировании зависимых схем присоединения встречаются случаи, когда напор в обратной линии (в динамическом или статическом режиме) оказывается ниже необходимого гидростатического давления для системы отопления В этом случае на обратной линии должен быть установлен регулятор давления (поз *1* на рис 22 1), который и должен поддерживать необходимый напор в системе отопления с запасом в 3 – 4 м против высоты системы отопления

Расчетный перепад давлений перед элеватором должен определяться с учетом потерь в регуляторе Регулятор давления может также предотвратить спуск воды из отопительной системы через обратную линию при останове тепловой сети Чтобы полностью сохранить воду в системе, схема присоединения в этом случае дополняется обратным клапаном на подающей трубе Сохранение воды в системе особенно важно при повреждениях тепловых сетей, связанных с большой утечкой воды Однако более или менее длительное сохранение воды в системе при перерыве в подаче теплоносителя возможно только при насосной циркуляции

22.2. Независимые схемы присоединения систем отопления

При независимых схемах система отопления присоединяется к тепловой сети через поверхностный подогреватель (рис 22 4) Система отопления в этом случае работает под давлением собственного расширительного бака Если система отопления рассчитана на работу с температурным перепадом 105 – 70 °С, то во избежание вскипания воды в верхних точках системы бак должен быть поднят над ними на 2,5 – 3 м При системе с опрокинутой циркуляцией (т е с нижней подачей воды) этого можно не предусматривать Чтобы избежать накипеобразования в подогревателе, рекомендуется наполнять бак и восполнять неизбежные утечки воды в системе из подающей или обратной линии

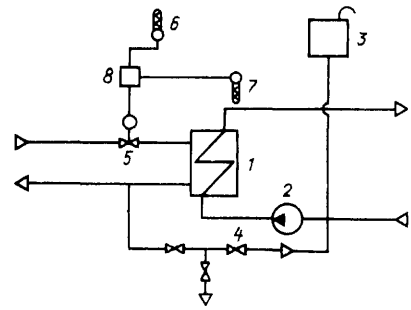


Рис 22 4 Схема независимого присоединения системы отопления

1 – подогреватель, *2* – насос, *3* – расширительный бак, *4* – варианты подпитки системы отопления, *5* – регулирующий клапан, *6* и *7* – датчики температуры наружного воздуха и воды, *8* – регулятор

тепловой сети, в которой обычно циркулирует умягченная и деаэрированная вода При нормальной эксплуатации системы отопления утечки воды в ней весьма незначительны, что дает возможность заполнить расширительный бак не чаще одного раза в неделю Более частое заполнение бака указывает на необходимость устранения течей в системе Сигнализация о заполнении и опорожнении бака может быть осуществлена с помощью двух реле уровня, устанавливаемых в крайних положениях, либо с помощью сигнальных трубок, свидетельствующих о заполнении бака

Заполнение бака может выполняться из обратной линии по перемычке, выполняемой для надежности с двумя кранами

На рис 22 5 показана независимая схема

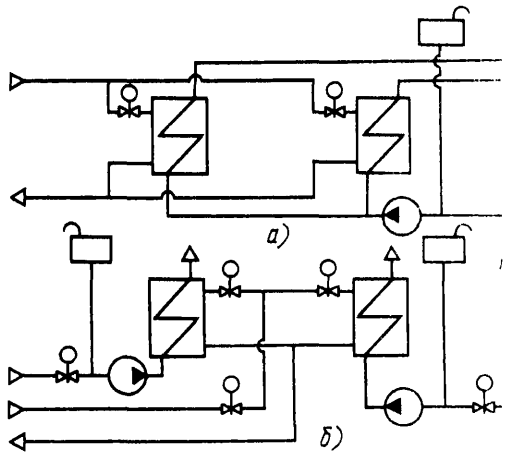


Рис 22 5 Схемы присоединения пофасадных систем отопления

присоединения пофасадных систем отопления, разработанная МНИИТЭП.

Практика показывает, что отопительные подогреватели могут устанавливаться без резерва. Для повышения надежности (например, в больницах и у других потребителей с повышенной ответственностью) могут устанавливаться две группы подогревателей. Расчет каждой группы может быть произведен на любую нагрузку в пределах от 50 до 100 % расхода теплоты на отопление в зависимости от степени желаемой надежности. Наличие подогревателя в схеме присоединения принципиально позволяет осуществить более рациональный режим регулирования. Это особенно целесообразно при наличии в графике центрального регулирования зоны постоянной температуры воды (обычно при плюсовых температурах наружного воздуха). Циркуляция воды в системе отопления может осуществляться центробежным насосом (рис. 22.5, *а*) либо за счет гравитационного напора. Исследования показывают, что естественная циркуляция в системах отопления многоэтажных зданий способствует выравниванию температур воздуха по этажам. Работа насоса обеспечивает постоянство расхода воды в системе отопления, при естественной циркуляции расход воды в системе изменяется и определяется перепадом температур воды в подающих и обратных трубах.

Наличие в независимой схеме присоединения подогревателя, насосов, расширительного бака (рис. 22.5, *б*) увеличивает стоимость оборудования и монтажа схемы, а также требует увеличения размеров помещения теплового пункта и вызывает дополнительные расходы по обслуживанию и ремонту оборудования, по оплате электроэнергии. Неоднократно выполненные проектными организациями сравнительные расчеты стоимости сооружения зависимых и независимых схем присоединения показывают, что удорожание вторых по отношению к первым составляет 10–15 %, возрастает и стоимость эксплуатации.

Применение промежуточного поверхностного теплообменника ведет к повышению удельного расхода циркулирующей воды в тепловой сети и вызывает повышение температуры возвращаемой на источник теплоты воды. Грубо это завышение можно оценить в 3–4 °С (в среднем за отопительный сезон).

В обычных условиях независимые схемы присоединения находят применение при теплоснабжении:

зданий с количеством этажей более 12;

зданий, где даже редкие и небольшие повреждения в системе отопления могут привести к невозвратимой утрате исторических ценностей (архивы, музеи и пр.);

объектов, имеющих собственные резервные источники теплоты (котельные) или резервные вводы. Это обычно лечебные учреждения;

помещения, куда нежелателен доступ постороннего эксплуатационного персонала.

22.3. Автоматическое регулирование систем отопления

Регулирование отпуска теплоты может быть центральным (на источнике теплоты независимо от его мощности), групповым (например, для жилого микрорайона, квартала), местным (для здания в целом или, что эффективнее, для отдельных фасадов здания) и, наконец, индивидуальным (нагревательные приборы помещения, квартиры). Чем разнообразнее тепловая нагрузка потребителей и чем больше радиус действия сетей (а отсюда и бóльшая величина транспортного запаздывания теплоносителя), тем больше необходимость дополнения центрального регулирования автоматическим регулированием у потребителей. Это относится ко всем видам теплового потребления и особенно к системам отопления, которые составляют основную часть нагрузки городских тепловых сетей.

Регулирование температурного режима зданий представляет достаточно трудную задачу, поскольку, во-первых, оно выполняется системой отопления с большим количеством взаимно связанных режимов работы нагревательных приборов и, во-вторых, температурный режим зависит от факторов, таких как бытовые тепловыделения, солнечная радиация и инфильтрация наружного воздуха, которые учитываются вероятностно.

По данным МНИИТЭП учет использования в жилых зданиях бытовых тепловыделений может сэкономить до 20 % расхода теплоты на отопление. Исходя из этого, иногда считают, что оптимальным является автоматическое индивидуальное регулирование на нагревательном приборе.

Опытные данные показывают, что экономия теплоты при данном варианте регулирования применяемых систем отопления сравнительно невелика.

Такой принцип автоматического регулирования наиболее удачно может сочетаться с поквартирными системами отопления при обязательной организации учета теплоты.

Указанные соображения не отрицают необходимости регулирования теплоотдачи нагревательных приборов, в том числе с помощью кранов с ручным и автоматическим

управлением, рассматривая их как средство дополнительного снижения теплоотдачи нагревательных приборов для поддержания нужной температуры воздуха в квартире. Имеющийся опыт показывает, что наиболее эффективным вариантом является автоматическое регулирование пофасадных систем отопления, поскольку при нем в определенной степени может использоваться солнечная энергия.

Далее по степени снижения возможного получения экономии теплоты за этим вариантом идут системы регулирования подачи теплоты на здание в целом и, наконец, на группу однородных зданий (на жилой микрорайон).

Групповое регулирование, не обладая потенциальными возможностями, равными с регулированием пофасадных систем, вместе с тем обеспечивает применение более совершенной аппаратуры и средств регулирования, размещение ее в благоустроенных помещениях (ГТП), обслуживание ее квалифицированным персоналом.

Групповое автоматическое регулирование с помощью современных средств позволяет учитывать также другие факторы, например внутренние тепловыделения в квартирах и возможность суточного регулирования температуры воздуха в отапливаемых помещениях.

Условия теплоснабжения в городах многообразны, поэтому ориентация на регулирование группы зданий ни в коем случае не должна исключать возможность автоматического регулирования непосредственно местных пофасадных систем отопления, а также зданий с режимом использования, отличным от большинства.

Существуют три метода автоматического регулирования отпуска теплоты на отопление:

по отклонению температуры воздуха в отапливаемых помещениях от заданной;

по возмущению, которое создается изменением метеоусловий (температура наружного воздуха, ветер, влажность – осадки, солнечная радиация), обычно учитывается первый фактор;

комбинированный, сочетающий оба метода, например регулирование по возмущению с коррекцией по отклонению.

Поскольку задачей автоматизации систем отопления является поддержание в заданных пределах температуры воздуха в отапливаемых помещениях, то отсюда, казалось бы, следует, что наиболее предпочтительным является метод регулирования по отклонению, при котором регулируется непосредственно необходимый параметр.

Однако использование этого метода в практических условиях встречает серьезные трудности из-за значительной разницы температур воздуха в отапливаемых помещениях (квартирах), что имеет своей причиной нерасчетную подачу теплоты системой отопления, различную инфильтрацию наружного воздуха, различные внутренние тепловыделения, поступление теплоты от солнечной радиации, а также те нарушения, которые могут быть внесены в температурный режим самим жителем. Таким образом, в конкретном здании трудно найти 1–4 представительных помещений, по температуре воздуха которым было бы возможно регулировать подачу теплоты в здание.

Метод регулирования по отклонению инерционен, поскольку отапливаемые здания обладают, как правило, большой тепловой инерцией. В противоположность этому методу метод регулирования по возмущению никакой инерцией не обладает – подача теплоты в систему отопления меняется синхронно с изменением температуры наружного воздуха. Суточный ход температур наружного воздуха весьма часто составляет десять и даже более градусов. Это резко меняет нагрузку сетей и источника теплоснабжения. Недоучет тепловой инерции зданий будет вызывать колебания температур воздуха. Исходя из этого необходимым условием для применения этого метода, который, как правило, применяется при групповом регулировании, является введение специального звена замедления.

Недостатки обоих указанных методов привели к разработке регулирования систем по возмущению с коррекцией по отклонению.

Для многоэтажных зданий (выше 12–14 этажей) неравномерность инфильтрации наружного воздуха по этажам требует проведения дополнительного регулирования, при котором ликвидация перегрева нижних этажей достигается снижением температуры подаваемой воды (при нижней ее подаче), а недогрев верхних – за счет увеличения ее расхода.

Режим работы систем отопления с постоянным расходом воды, на который обычно ориентируется регулирование, не является оптимальным и его повсеместное применение объясняется только простотой его выполнения.

Оптимальным является режим количественно-качественного регулирования, при котором расход циркулирующей в системе отопления воды должен находиться в зависимости от температуры наружного воздуха и снижаться по мере ее повышения. Такое

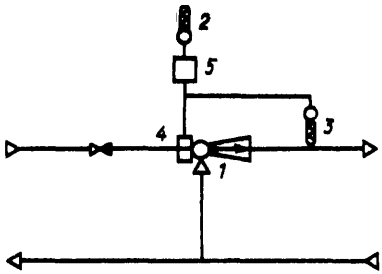


Рис. 22.6. Схема автоматизации системы отопления с элеватором с регулируемым соплом:

1 – элеватор с регулируемым соплом; *2* – датчик температуры наружного воздуха; *3* – датчик температуры воды; *4* – регулятор температуры воды; *5* – программное устройство

регулирование из-за его повышенной сложности наиболее осуществимо лишь в групповых тепловых пунктах.

В местных тепловых пунктах жилых зданий автоматическое регулирование, как правило, ориентируется на работу системы отопления с постоянным расходом циркулирующей воды. Поэтому в местном тепловом пункте с присоединением системы отопления через элеватор возможно применение лишь следующих методов регулирования: пропусками (с полным отключением циркуляции, что возможно для небольших систем при положительных температурах наружного воздуха) или с применением элеватора с регулируемым соплом, при котором возможно обеспечить определенный расход циркулирующей в системе воды (рис. 22.6).

Более эффективной и целесообразной (при наличии малошумного насоса нужной производительности) является схема, приведенная на рис. 22.7.

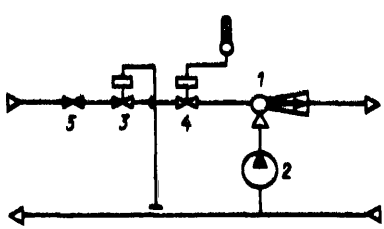


Рис. 22.7. Схема автоматизации теплового пункта с элеватором и насосом:

1 – элеватор; *2* – насос, *3* – регулятор перепада давления; *4* – регулятор расхода с датчиком температуры наружного воздуха; *5* – обратный клапан

Присоединение систем отопления с насосом создают возможность применения более экономичных (но и более сложных) технологических схем их автоматизации, учитывающих как погодные факторы (температура, ветер, влажность, солнце), так и тепловые характеристики самого здания (тепловая инерция и пр.).

Автоматизация независимых схем присоединения наиболее оправдана с количественным регулированием греющего теплоносителя (см. рис. 22.4), поскольку гидравлический режим в системе отопления поддерживается постоянно работающим местным насосом. Заполнение расширительного бака в обычных условиях надежнее проводить вручную.

При автоматизации местных систем отопления необходимо постоянно иметь в виду, что применяемая при этом аппаратура должна быть размещена в удобном для обслуживания помещении.

22.4. Схемы присоединения систем воздушного отопления и приточной вентиляции

Присоединение калориферов проводится обычно непосредственно, без смешения. Когда калориферная установка состоит из нескольких калориферов, необходимо, чтобы теплоноситель проходил через них последовательно. По этой причине следует отдавать предпочтение многоходовым калориферам.

Регулирование производительности калорифера, т. е. поддержание необходимой температуры воздуха, следует производить расходом теплоносителя.

В некоторых случаях по местным соображениям (например, забор чистого воздуха) калориферы могут располагаться на чердаке. В этом случае из-за возможности вскипания при недостаточном давлении может потребоваться снижение температуры сетевой воды. Поскольку снижение температуры воды неизбежно приводит к повышению поверхности нагрева калорифера, следует тщательно проверить возможность соответствующего подъема давления, например, с помощью регулятора давления.

Температурный режим в городских тепловых сетях обычно поддерживается исходя из потребностей отопления коммунальных зданий. Это дает возможность проводить суточное регулирование отпуска теплоты, и при низких $t_н$ иногда и не выдерживать заданный температурный график. Снижение температуры сетевой воды, конечно, приводит к недогреву приточного воздуха и

нарушению воздушно-теплового режима обслуживаемых помещений По этой причине можно согласиться с теми проектировщиками, которые выбирают поверхность нагрева калориферов с учетом обычного снижения температуры воды в расчетных условиях на 15–20 °С (например 130 °С вместо 150 °С) Часто проектировщики выбирают калориферы только на расчетный режим, что недостаточно Например, установки, имеющие большой запас в поверхности нагрева но обладающие малыми пределами регулирования, становятся неработоспособными, так как при значительном снижении расхода теплоносителя резко понижается температура обратной воды и срабатывает автоматическая защита калориферов от ее замерзания

Необходимость в резком снижении производительности калорифера возникает при воздушном отоплении зданий с периодически изменяющимся режимом эксплуатации (школы, магазины, учреждения, промышленные здания), в которых в нерабочие часы можно значительно снижать температуру воздуха

Схема МНИИТЭП – Московского научно-исследовательского института типового и экспериментального проектирования, предусматривающая расширенные пределы регулирования калориферных установок при воздушном отоплении, представлена на рис 22 8

Наиболее точно регулирование производительности калориферов, без опасения замораживания в нем воды, можно провести с помощью насоса, как это принципиально показано на рис 22 9 Такая схема особенно необходима при регулировании калориферов второго подогрева воздуха в установках кондиционирования, в которых необходима строго постоянная температура подаваемого теплоносителя Другим вариантом здесь может быть установка промежуточного поверхностного подогревателя с терморегулятором

График температур в тепловой сети обычно не совпадает с графиком, необходимым для вентиляционных установок (калориферов) Кроме того, установки приточной вентиляции, как правило, не работают круглосуточно Установки воздушного отопления должны работать в разных режимах (рабочее время 16–18 °С, нерабочее – 5 °С) Поэтому автоматизация работы калориферных установок является необходимой в целях как обеспечения нужного режима отопления и вентиляции, так и экономии теплоты Автоматизируя регулирование калориферов, нельзя допускать перепуска сэкономленного расхода циркулирующей воды в системы отопления или к другим потребителям, что неизбежно вызовет перерасход теплоты

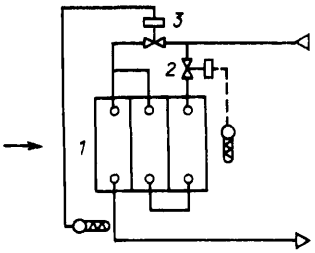


Рис 22 8 Схема регулирования производительности калориферной установки (МНИИТЭП)

1 – калориферы *2* – регулятор температуры воздуха *3* – регулятор, контролирующий температуру обратной воды после калориферов (предохранение от замерзания)

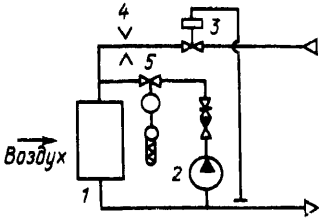


Рис 22 9 Схема регулирования производительности калориферной установки с насосом

1 – калорифер *2* – насос *3* – регулятор перепада давлений *4* – дроссельная шайба *5* – регулятор температуры воздуха

22.5. Схемы присоединения систем горячего водоснабжения

Выбор схемы присоединения прежде всего определяется принятой при проектировании источника теплоснабжения системой теплоснабжения При закрытой системе теплоснабжения установки горячего водоснабжения присоединяются через поверхностные подогреватели, при открытой – через смесители

На рис 22 10 приведены три принципиальные схемы присоединения систем горячего водоснабжения через подогреватели без аккумулятора, с верхним и нижним расположением аккумуляторов горячей воды Назначение аккумуляторов может быть двояким выравнивание графика нагрузки горячего водоснабжения и резерв на случай непродолжительного перерыва в подаче теплоносителя

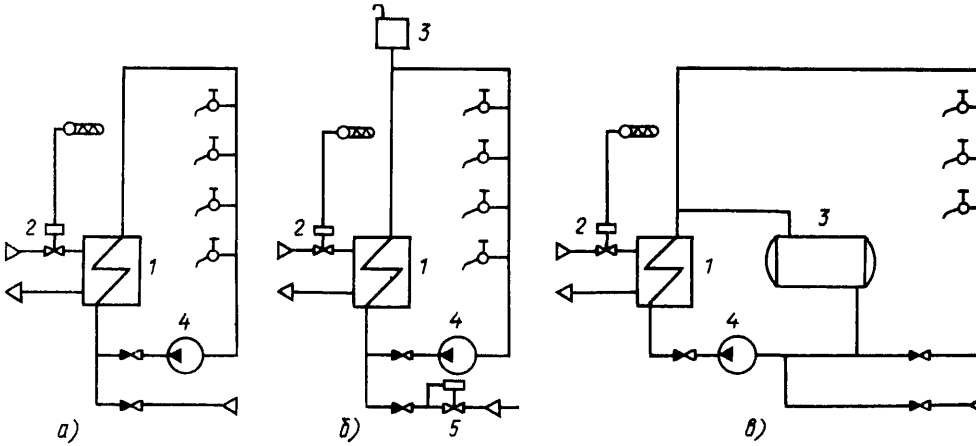


Рис. 22.10. Схемы присоединения системы горячего водоснабжения с подогревателем:
а – без аккумулятора; *б* – с верхним расположением аккумулятора; *в* – с нижним расположением аккумулятора; *1* – подогреватель; *2* – регулятор температуры воды; *3* – аккумулятор горячей воды, *4* – циркуляционный насос, *5* – регулятор расхода водопроводной воды

Резервные баки обязательно устанавливаются у тех потребителей, где недопустим перерыв в подаче горячей воды. К таким потребителям относятся бани, больницы, иногда гостиницы с ресторанами, промышленные установки с круглосуточным потреблением горячей воды. Баки могут иметь резерв горячей воды из расчета 1–2 ч при максимальном водоразборе.

Схема без аккумулятора имеет простую коммутацию и один регулятор. Подогреватель и тепловая сеть должны быть рассчитаны при такой схеме на максимум горячего водоснабжения. Чем больше отношение максимума нагрузки к среднесуточной, тем выше стоимость подогревателя и тепловой сети. В схеме с верхним аккумулятором устанавливаются два авторегулятора и бак горячей воды. Объем бака, например, для жилого дома должен быть равен среднему 4–6 часовому расходу местной воды. В этом случае снижается поверхность нагрева подогревателя и уменьшается нагрузка на тепловую сеть.

Схема с нижним аккумулятором имеет более сложную коммутацию, и должна иметь более дорогой бак – аккумулятор (из-за расчета его на повышенное давление).

Верхнее расположение баков предпочтительнее из-за частичной деаэрации воды, что ослабляет процессы внутренней коррозии в системах горячего водоснабжения. Частичная деаэрация воды может быть получена и при нижнем расположении баков, если их соединить с наружным воздухом, а воду из них подавать в систему горячего водоснабжения с центробежным насосом (рис. 22.11). Такая схема, например, может быть применена для групповых установок.

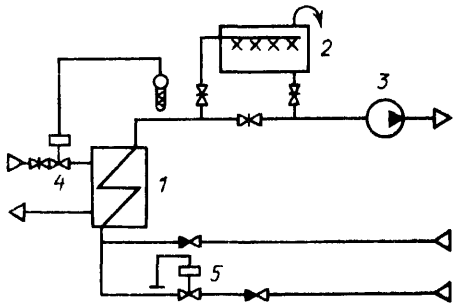


Рис. 22.11. Схема присоединения групповой системы горячего водоснабжения с открытым «нижним» аккумулятором:
1 – подогреватель; *2* – аккумулятор; *3* – насос; *4* – регулятор температуры воды, *5* – регулятор давления

Нормальная работа установок горячего водоснабжения невозможна без их автоматизации, так как во времени изменяются расход горячей воды и температура подаваемой сетевой воды. Все три приведенные схемы требуют авторегулирования. В схеме 22.10, *а* авторегулятор должен поддерживать заданную температуру горячей воды. График расхода сетевой воды будет следовать графику потребления. Для жилого дома,

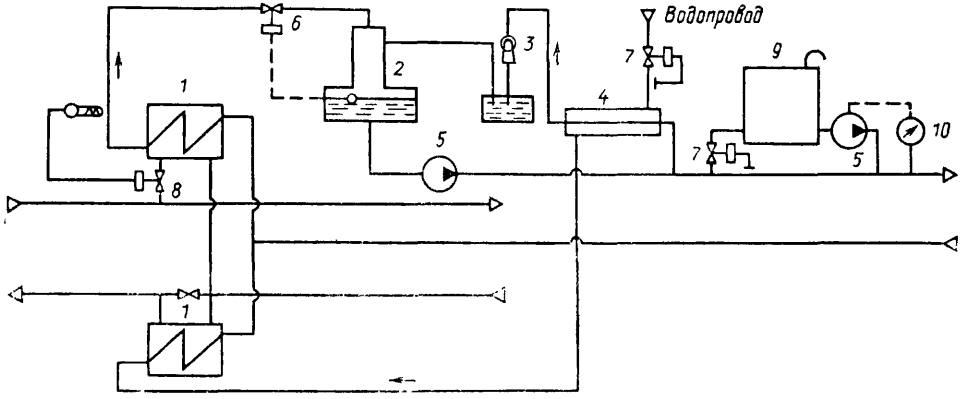


Рис. 22.12. Схема вакуумной деаэрации воды для горячего водоснабжения:

1 – подогреватели горячего водоснабжения; *2* – вакуумный деаэратор; *3* – эжектор; *4* – охладитель; *5* – насосы; *6* – регулятор уровня; *7* – регуляторы давления; *8* – регулятор температуры, *9* – бак-аккумулятор; *10* – контактный манометр

например, расход сетевой воды будет максимальным в вечерние часы и минимальным (практически нулевым) в ночные.

В схеме рис. 22.10, *б* авторегулирование должно обеспечить не только заданную температуру воды, но и заданный расход местной воды, идущий в бак, так как только в этом случае бак будет служить средством выравнивания расхода местной воды. Наиболее просто это можно выполнить с помощью двух авторегуляторов: один, установленный на местной воде, поддерживает заданный ее расход, второй на сетевой воде – заданную температуру. При переполнении бака авторегулятор должен прекратить подачу местной воды; закрытие авторегулятора на сетевой воде в этом случае произойдет из-за быстрого перегрева местной воды.

В схеме рис. 22.10, *в* кроме поддержания заданной температуры местной воды необходимо автоматическое управление процессом зарядки и разрядки бака-аккумулятора. Насос (при пологой характеристике) в этой схеме служит как бы авторегулятором, обеспечивающим постоянный расход воды через подогреватель. Если сумма расходов воды из водопровода и циркуляционной линии меньше установленной производительности насоса, то недостающая часть воды забирается из аккумулятора (разрядка), если превышает – то излишняя часть, наоборот, вытесняет воду из аккумулятора (зарядка). Такую схему целесообразнее применять при нижнем расположении баков.

Большое значение для надежного обеспечения потребителей горячей водой необходимой температуры имеет циркуляция воды. Отсутствие надежной циркуляции через все стояки системы ведет к остыванию воды в них и, следовательно, к бесполезным потерям охлажденной воды. Циркуляция в системах при индивидуальном присоединении зданий к распределительным сетям может осуществляться насосом.

Преимущественное применение пока получили системы с насосной циркуляцией,

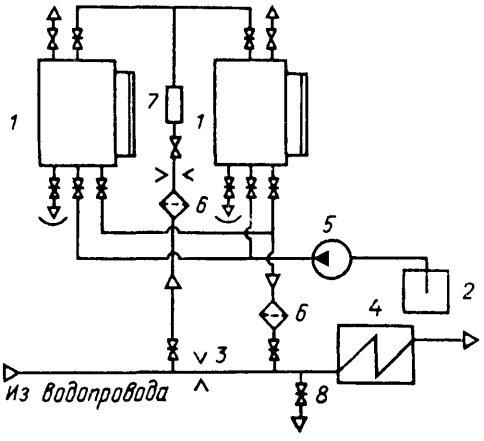


Рис. 22.13. Схема установки по силикатной обработке воды для горячего водоснабжения:

1 – баки рабочего раствора с водоуказательными стеклами; *2* – тара с жидким стеклом; *3* – шайба дроссельная; *4* – подогреватель горячего водоснабжения; *5* – насос шестеренчатый; *6* – грязевики-фильтры; *7* – ротаметр; *8* – отбор пробы воды

хотя это и вынуждает применять выносные насосные. Именно по этой причине сравнительно широкое применение получили групповые системы горячего водоснабжения с центральными подогревателями. Чем больше количество стояков в системе горячего водоснабжения, тем труднее осуществить надежную циркуляцию, что объясняется в основном незначительными гидравлическими потерями в них в режиме циркуляции. Предпочтение следует отдавать секционным узлам, как имеющим значительные гидравлические потери.

В групповых системах водоснабжения, работающих от ГТП, большое значение имеет защита сетей от внутренней коррозии от кислорода и углекислоты. Принципиально возможны два направления: первое, наиболее заманчивое с точки зрения эксплуатации – монтаж систем горячего водоснабжения из коррозионно-устойчивых труб – и второе – сооружение в тепловых пунктах специальных установок по обработке воды.

Коррозионно-устойчивыми материалами могут быть температуростойкие пластмассы, медь, латунь, нержавеющие стали. Из-за высокой стоимости указанные материалы применения не находят. В соответствии со строительными нормами для систем горячего водоснабжения должны применяться стальные оцинкованные трубы. К сожалению, толщина цинкового покрытия труб пока недостаточна и к тому же неравномерна. Электросварка труб приводит к выгоранию цинка в местах сварки. Надежным средством против внутренней (и внешней) коррозии труб было бы двухстороннее эмалирование стальных труб.

Из методов обработки подаваемой воды наиболее надежными и приемлемыми считаются вакуумная деаэрация и силикатная обработка воды. Преимущество первого – в отсутствии каких-либо дополнительных реагентов, вводимых в воду, второго – в простоте (и дешевизне) установки. Недостаток первого – большие капитальные вложения, второго – необходимость централизованного приготовления жидкого силиката.

На рис. 22.12 приведена схема вакуумной деаэрации воды для горячего водоснабжения в тепловом пункте. Удовлетворительная работа деаэраторной установки может быть достигнута при наличии бака-аккумулятора для выравнивания часовой производительности деаэратора и постоянной температуре воды, подаваемой в деаэратор (на уровне не ниже 60 – 70 °С).

Схема установки по силикатной обработке воды приведена на рис. 22.13. Ее достоинствами являются малые габариты, сохранение органолептических показателей воды после обработки, дешевизна и недефицитность реагента. Защитный эффект силикатной обработки определяется снижением агрессивности нагретой воды в результате ее подщелачивания и образованием на стенках труб защитной пленки, предохраняющей металл от влияния растворенных кислорода и углекислоты.

Силикатная обработка воды рассчитана на применение в новых системах горячего водоснабжения и предназначается для водопроводных вод, отвечающих требованиям ГОСТ 2877-85 «Вода питьевая».

При подогреве воды непосредственно в водогрейных котлах силикатную обработку применять не рекомендуется. В тепловых пунктах рекомендуется применение жидкого силиката по ГОСТ 13078-67 «Жидкое стекло натриевое». При получении твердого силиката (ГОСТ 13079-67) рекомендуется централизованное приготовление его жидкой фазы и развозка по местным установкам.

На рис. 22.13 приведена схема с шайбовым дозатором, как наиболее простая по оборудованию. Могут применяться также схемы с плунжерным насосом-дозатором. В более мелких по производительности установках показанный на рис. 22.13 шестеренчатый насос может быть заменен на ручной.

Глава двадцать третья

ГРУППОВЫЕ И МЕСТНЫЕ ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ

23.1. Схемы тепловых пунктов

В общей системе теплоснабжения тепловой пункт имеет важное значение как для тепловой сети (распределение теплоносителя), так и для внутренних систем потребителя (регулирование температуры и расхода).

Правильность функционирования оборудования теплового пункта определяет экономичность использования и подаваемой потребителю теплоты, и самого теплоносителя. Тепловой пункт является юридической границей, что предполагает необходимость его оборудования набором контрольно-измери-

тельных приборов позволяющих определить взаимную ответственность сторон Схемы и оборудование тепловых пунктов необходимо определять в соответствии не только с техническими характеристиками местных систем теплопотребления, но и обязательно с характеристиками внешней тепловой сети, режимом работы ее и теплоисточника

В гл 22 рассмотрены схемы присоединения всех трех основных видов местных систем Рассматривались они раздельно, т е считалось что они присоединены как бы к общему коллектору, давление теплоносителя в котором постоянно и не зависит от расхода Суммарный расход теплоносителя в коллекторе в этом случае равен сумме расходов в ветвях

Однако тепловые пункты присоединяются не к коллектору теплоисточника, а к тепловой сети и в этом случае изменение расхода теплоносителя в одной из систем неизбежно отразится на расходе теплоносителя в другой

На рис 23 1 графически показано изменение расходов теплоносителя в обоих случаях на схеме рис 23 1, *а* системы отопления и горячего водоснабжения присоединены к коллекторам теплоисточника раздельно, на схеме рис 23 1, *б* те же системы (и с тем же расчетным расходом теплоносителя) присоединены к наружной тепловой сети, имеющей значительные потери давления Если в первом случае суммарный расход теплоносителя растет синхронно с расходом на горячее водоснабжение (режимы *I*, *II*, *III*) то во втором, хотя и имеет место рост расхода теплоносителя, одновременно автоматически снижается расход на отопление, в результате чего суммарный расход теплоносителя (в данном примере) составляет при применении схемы рис 23 1, *б* 80 % расхода при применении схемы рис 23 1, *а* Степень сокращения расхода воды определяет соотношение располагаемых напоров чем больше соотношение, тем больше снижение суммарного расхода

Магистральные тепловые сети рассчитываются на среднесуточную тепловую нагрузку, что существенно снижает их диаметры, а следовательно, затраты средств и металла При применении в сетях повышенных графиков температур воды возможно и дальнейшее снижение расчетного расхода воды в тепловой сети и расчет ее диаметров только на нагрузку отопления и приточной вентиляции

Максимум горячего водоснабжения может быть покрыт с помощью аккумуляторов горячей воды либо путем использования аккумулирующей способности отапливаемых зданий Поскольку применение аккумуляторов неизбежно вызывает дополнительные капитальные и эксплуатационные затраты, то их применение пока ограничено Тем не менее в ряде случаев применение крупных аккумуляторов в сетях и при ГТП может быть эффективно

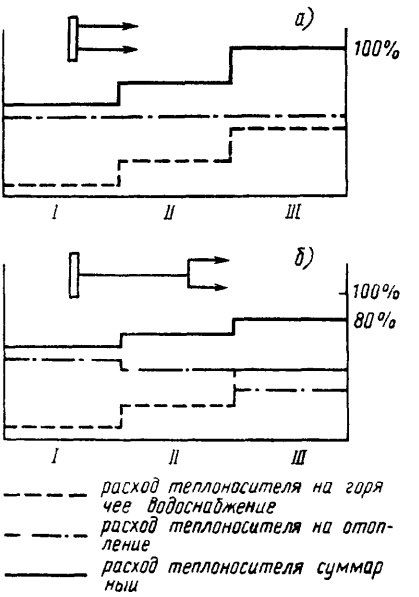


Рис 23 1 Графики расхода теплоносителя
а – при подключении потребителей непосредственно к коллектору теплоисточника *б* – при подключении потребителей к тепловой сети, – – – – расход на горячее водоснабжение, – – – – расход на отопление – – – – суммарный расход

При использовании аккумулирующей способности отапливаемых зданий имеют место колебания температуры воздуха в помещениях (квартирах) Необходимо, чтобы эти колебания не превышали допустимого предела, в качестве которого можно например, принять $\pm 0{,}5$ °С Температурный режим помещений определяется рядом факторов и поэтому трудно поддается расчету Наиболее надежным в данном случае является метод эксперимента В условиях средней полосы СССР длительная эксплуатация показывает возможность применения этого способа покрытия максимума для подавляющего большинства эксплуатируемых жилых зданий

Фактическое использование аккумулирующей способности отапливаемых (в основном жилых) зданий началось с появления в тепловых сетях первых подогревателей горячего водоснабжения Так, регулировка

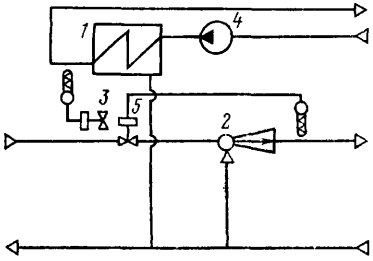


Рис. 23.2. Схема теплового пункта жилого дома с параллельным включением подогревателя горячего водоснабжения:

1 – подогреватель горячего водоснабжения; *2* – элеватор; *3* – регулятор температуры воды; *4* – циркуляционный насос; *5* – регулятор температуры от датчика наружной температуры воздуха

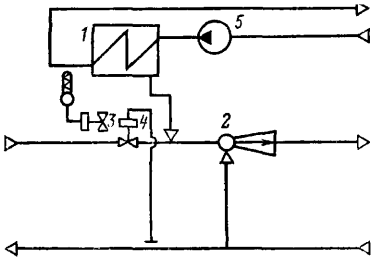


Рис. 23.3. Схема теплового пункта жилого дома с предвключенным подогревателем горячего водоснабжения:

1 – подогреватель; *2* – элеватор; *3* – регулятор температуры воды; *4* – регулятор расхода; *5* – циркуляционный насос

теплового пункта при параллельной схеме включения подогревателей горячего водоснабжения (рис. 23.2) производилась таким образом, что в часы максимума водоразбора некоторая часть сетевой воды недодавалась в систему отопления. По этому же принципу работают тепловые пункты при открытом водоразборе. Как при открытой, так и закрытой системе теплоснабжения наибольшее снижение расхода в отопительной системе имеет место при температуре сетевой воды 70 °С (60 °С) и наименьшая (нулевая) – при 150 °С.

Возможность организованного и заранее рассчитанного использования аккумулирующей способности жилых зданий реализована в схеме теплового пункта с так называемым предвключенным подогревателем горячего водоснабжения (рис. 23.3).

Преимуществом предвключенной схемы является возможность работы теплового пункта жилого дома (при отопительном графике в тепловой сети) на постоянном расходе теплоносителя в течение всего отопительного сезона, что делает гидравлический режим тепловой сети стабильным.

При отсутствии автоматического регулирования в тепловых пунктах стабильность гидравлического режима явилась убедительным аргументом в пользу применения двухступенчатой последовательной схемы включения подогревателей горячего водоснабжения. Возможности применения этой схемы (рис. 23.4) по сравнению с предвключенной возрастают из-за покрытия определенной доли нагрузки горячего водоснабжения за счет использования теплоты обратной воды. Однако применение данной схемы в основном связано с внедрением в тепловых сетях так называемого повышенного графика температур, с помощью которого и может достигаться примерное постоянство расходов теплоносителя на тепловом (например, для жилого дома) пункте.

Как в схеме с предвключенным подогревателем, так и в двухступенчатой схеме с последовательным включением подогревателей имеет место тесная связь между отпуском теплоты на отопление и горячее водоснабжение, причем приоритет обычно отдается второму.

Более универсальной в этом отношении является двухступенчатая смешанная схема (рис. 23.5), которая может применяться как при нормальном, так и при повышенном отопительном графике и для всех потребителей независимо от соотношения нагрузок горячего водоснабжения и отопления. Обязательным элементом обеих схем являются смесительные насосы.

Минимальная температура подаваемой воды в тепловой сети со смешанной тепловой нагрузкой составляет около 70 °С, что требует ограничения подачи теплоносителя на отопление в периоды высоких температур наружного воздуха. В условиях средней полосы СССР эти периоды достаточно продолжительны (до 1000 и более) и перерасход теплоты на отопление (по отношению к годовому) из-за этого может достигать до 3 % и более. Так как современные системы отопления достаточно чувствительны к изменению температурно-гидравлического режима, то для исключения перерасхода теплоты и соблюдения нормальных санитарных условий в отапливаемых помещениях необходимо дополнение всех упомянутых схем тепловых пунктов устройствами для регулирования температуры воды, поступающей в системы отопления, путем установ-

ки смесительного насоса, что обычно и применяется в групповых тепловых пунктах. В местных тепловых пунктах при отсутствии бесшумных насосов как промежуточное решение может применяться также элеватор с регулируемым соплом. При этом надо учитывать, что такое решение неприемлемо при двухступенчатой последовательной схеме. Необходимость в установке смесительных насосов отпадает при присоединении систем отопления через подогреватели, так как их роль в этом случае выполняют циркуляционные насосы, обеспечивающие постоянство расхода воды в отопительной сети.

При проектировании схем тепловых пунктов в жилых микрорайонах при закрытой системе теплоснабжения основным вопросом является выбор схемы присоединения подогревателей горячего водоснабжения. Выбранная схема определяет расчетные расходы теплоносителя, режим регулирования и пр.

Выбор схемы присоединения прежде всего определяется принятым температурным режимом тепловой сети. При работе тепловой сети по отопительному графику выбор схемы присоединения следует производить на основе технико-экономического расчета – путем сравнения параллельной и смешанной схем.

Смешанная схема может обеспечить более низкую температуру обратной воды в целом от теплового пункта по сравнению с параллельной, что помимо снижения расчетного расхода воды для тепловой сети обеспечивает более экономичную выработку электроэнергии на ТЭЦ. Исходя из этого в практике проектирования при теплоснабжении от ТЭЦ (в также при совместной работе котельных с ТЭЦ), предпочтение при отопительном графике температур отдается смешанной схеме. При коротких тепловых сетях от котельных (и поэтому относительно дешевых) результаты технико-экономического сравнения могут быть и другими, т. е. в пользу применения более простой схемы.

При повышенном графике температур в закрытых системах теплоснабжения схема присоединения может быть смешанной или последовательной двухступенчатой.

Сравнение, выполненное различными организациями на примерах автоматизации центральных тепловых пунктов, показывает, что обе схемы в условиях нормальной работы источника теплоснабжения примерно равноэкономичны.

Небольшим преимуществом последовательной схемы является возможность работы без смесительного насоса в течение 75% продолжительности отопительного сезона, что давало прежде некоторые обоснования отказаться от насосов; при смешанной схеме насос должен работать весь сезон.

Преимуществом смешанной схемы является возможность полного автоматического выключения систем отопления, что невозможно получить в последовательной схеме, так как вода из подогревателя второй ступени попадает в систему отопления. Оба указанных обстоятельства не являются решающими. Важным показателем схем является их работа в критических ситуациях.

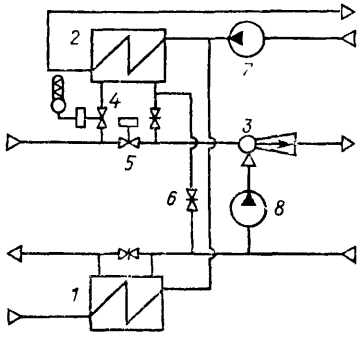


Рис. 23.4. Схема теплового пункта жилого дома с двухступенчатым последовательным включением подогревателей горячего водоснабжения

1, 2 – подогреватели первой и второй ступеней, *3* – элеватор, *4* – регулятор температуры воды, *5* – регулятор расхода, *6* – перемычка для переключения на смешанную схему, *7* – циркуляционный насос, *8* – смесительный насос

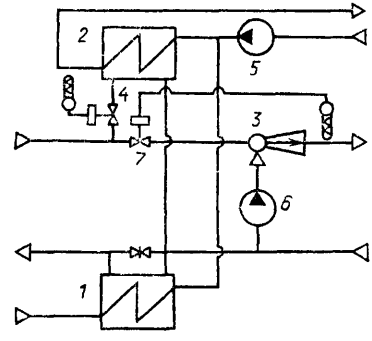


Рис. 23.5. Схема теплового пункта жилого дома с двухступенчатым смешанным включением подогревателей горячего водоснабжения:

1, 2 – подогреватели первой и второй ступеней, *3* – элеватор, *4* – регулятор температуры воды, *5* – циркуляционный насос, *6* – смесительный насос, *7* – регулятор температуры

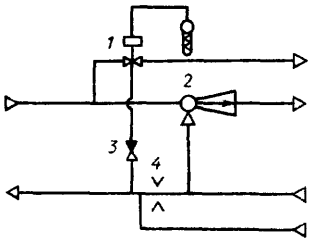


Рис. 23.6. Схема теплового пункта жилого дома при открытой системе теплоснабжения: *1* – регулятор (смеситель) температуры воды; *2* – элеватор; *3* – обратный клапан; *4* – дроссельная шайба

Такими ситуациями могут быть снижение температуры воды в ТЭЦ против графика (например, из-за временного недостатка топлива) либо повреждение одного из участков магистральной тепловой сети при наличии резервирующих перемычек.

В первом случае схемы могут реагировать примерно одинаково, во втором – по-разному. Как указывалось выше, имеется возможность 100 %-ного резервирования потребителей до $t_н = -15\,°C$ без увеличения диаметров тепловых магистралей и перемычек между ними. Для этого при сокращении подачи теплоносителя на ТЭЦ одновременно соответственно повышается температура подаваемой воды. Автоматизированные смешанные схемы (при обязательном наличии смесительных насосов) на это прореагируют сокращением расхода сетевой воды, что и обеспечит восстановление нормального гидравлического режима во всей сети. Такая компенсация одного параметра другим полезна и в других случаях, так как позволяет в определенных пределах проводить, например, ремонтные работы на тепловых магистралях в отопительный сезон, а также локализовать известные несоответствия температуры подаваемой воды потребителям, расположенным в разном удалении от ТЭЦ.

Если автоматизация регулирования схем с последовательным включением подогревателей горячего водоснабжения предусматривает постоянство расхода теплоносителя из тепловой сети, возможность компенсации расхода теплоносителя его температурой в этом случае исключается. Не приходится доказывать всю целесообразность (в проектировании, монтаже и особенно в эксплуатации) применения единообразной схемы присоединения. С этой точки зрения несомненное преимущество имеет двухступенчатая смешанная схема, которая может применяться независимо от графика температур в тепловой сети и соотношения нагрузок горячего водоснабжения и отопления.

Схемы присоединения жилых зданий при открытой системе теплоснабжения значительно проще описанных (рис. 23.6). Экономичная и надежная работа таких пунктов может быть обеспечена лишь при наличии и надежной работе авторегулятора температуры воды, речное переключение потребителей к подающей или обратной линии не обеспечивает необходимой температуры воды. К тому же система горячего водоснабжения, подключенная к подающей линии и отключенная от обратной, работает под давлением подающего теплопровода. Приведенные соображения о выборе схем тепловых пунктов в одинаковой степени относятся как к местным тепловым пунктам в зданиях, так и к групповым, которые могут обеспечивать теплоснабжение целых микрорайонов.

Чем больше мощность теплоисточника и радиус действия тепловых сетей, тем принципиально более сложными должны становиться схемы МТП, поскольку вырастают абсолютные давления, усложняется гидравлический режим, начинает сказываться транспортное запаздывание. Так, в схемах МТП появляется необходимость применения насосов, средств защиты и сложной аппаратуры авторегулирования. Все это не только удорожает сооружение МТП, но и усложняет их обслуживание. Наиболее рациональным способом упрощения схем МТП является сооружение групповых тепловых пунктов (в виде ГТП), в которых и должно размещаться дополнительное сложное оборудование и приборы. Этот способ наиболее применим в жилых микрорайонах, в которых характеристики систем отопления и горячего водоснабжения и, следовательно, схемы МТП однотипны.

23.2. Тепловые пункты микрорайонов

Рациональной формой теплового пункта для жилых комплексных микрорайонов, крупных производственных объектов при теплоснабжении от ТЭЦ и крупных котельных является групповой (ГТП), для крупных общественных – местный (МТП). Групповой тепловой пункт позволяет сосредоточить все наиболее дорогостоящее и требующее систематического и квалифицированного наблюдения оборудование в удобных для обслуживания отдельно стоящих зданиях и благодаря этому значительно упростить последующие местные тепловые пункты в зданиях.

Здания общественного назначения, размещаемые в жилых микрорайонах, – школы, детские учреждения должны иметь самостоятельные тепловые пункты, оборудованные регуляторами.

Групповые тепловые пункты должны размещаться на границах между магистральными и распределительными сетями. С их помощью должны решаться как управление магистральными сетями и системами теплоснабжения в целом, так и правильное использование теплоносителя, поступающего из магистралей в распределительные сети.

Задачи, решаемые групповыми пунктами, могут быть сформулированы следующим образом:

автоматическое распределение теплоносителя, поступающего от теплоисточника по магистральным сетям, в количествах, соответствующих потребности присоединенных зданий;

телемеханический контроль за параметрами поступающего теплоносителя и приборный учет расхода теплоты, полученной потребителями;

автоматическое регулирование параметров теплоносителя, поступающего в распределительные сети в соответствии с характеристиками потребителей;

защита от нарушения гидравлического режима сетей при временных нарушениях теплового режима теплоисточником, а также от утечек в распределительных сетях;

защита местных систем отопления от аварийного повышения давления в магистральных сетях (гидравлические удары и ошибки при переключениях).

Кроме того, в некоторых случаях групповые тепловые пункты могут использоваться для приготовления горячей воды на бытовые нужды, для аккумуляции горячей воды в баках.

Для решения указанных задач ГТП должен иметь:

смесительные насосы, с помощью которых устанавливается необходимая температура воды в распределительных сетях, производится увеличение пропускной способности магистральных сетей как (временно при авариях и ремонтах или постоянно за счет повышения расчетной температуры воды), предохранение систем отопления от замораживания;

регуляторы температуры воды, подаваемой в систему горячего водоснабжения, и регуляторы отопительно-вентиляционной нагрузки, которые работают от датчиков температуры наружного или внутреннего воздуха, но их указания могут корректироваться диспетчером тепловой сети;

расходомер с электрическим выходом, с помощью которого для каждого ГТП устанавливается предельная норма расхода теплоносителя, что должно предохранить тепловую сеть от «развала» гидравлического режима при резком снижении температуры подаваемой воды против графика; функции непосредственного ограничителя расхода в этом случае выполняет регулятор отопительной нагрузки;

регулятор давления на обратной трубе, обеспечивающий необходимое давление в местных системах теплоснабжения зданий и предохраняющий системы отопления от опорожнения при авариях в магистралях; спуск воды по подающей трубе локализуется обратным клапаном;

сбросное устройство, состоящее из регулятора давления и разрывной мембраны, позволяющее предохранить системы потребителей от повышения давления в обратной линии сети и гидравлических ударов;

реле утечки, работающее на принципе сравнения расходов воды в подающей и обратной трубе, что при закрытой системе теплоснабжения позволяет определить наличие утечки горячей воды в распределительных сетях и системах отопления;

задвижки с электроприводом, позволяющие диспетчеру тепловой сети перевести ГТП на автономную работу или прекратить подачу горячей воды на бытовые нужды;

средства телемеханического контроля, сигнализации и управления, позволяющие персоналу тепловой сети (диспетчеру) проводить контроль и управление гидравлическим и тепловым режимом сети.

При ГТП с насосами в жилых микрорайонах распределительные тепловые сети могут сооружаться при закрытой системе теплоснабжения двух-, трех- и четырехтрубными, при открытой – двух- и трехтрубными.

Выбор схемы сетей (и тепловых пунктов) в каждом жилом микрорайоне должен решаться путем технико-экономического сравнения с обязательным учетом надежности и простоты эксплуатации. В практических условиях, конечно, этого можно избежать, ограничившись таким расчетом для одного-двух типичных жилых микрорайонов для данного города.

Схемы распределительных сетей в общественных центрах и на промышленных объектах предусматриваются обычно двухтрубными. Разница в подходе к выбору схем объясняется тем, что в жилых микрорайонах имеет место преимущественно однородная застройка, что дает возможность за счет прокладки дополнительных труб в распределительной сети значительно упростить схемы

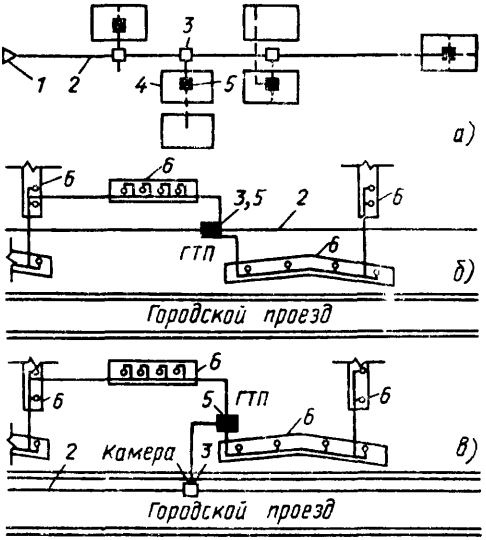


Рис. 23.7. Схемы размещения ГТП в жилом районе:

а – дислокация ГТП относительно тепловой магистрали; *б* – ГТП совмещен с камерой; *в* – ГТП внутри микрорайона; *1* – источник тепла; *2* – тепловая магистраль; *3* – камера; *4* – жилой микрорайон; *5* – ГТП; *6* – жилые здания

присоединений подавляющего большинства зданий, оборудование, их аппаратуру регулирования и контроля. Исключение в данном случае могут составлять схемы присоединения отдельных общественных зданий, размещаемых среди жилой застройки (школы, детские сады и ясли, и магазины и др.).

Моспроектом разработан проект ГТП в отдельно стоящем типовом здании. Главными элементами такого пункта являлись: общий подогреватель для групповой системы горячего водоснабжения с циркуляционными насосами, подкачивающие насосы водопровода, общий узел контроля и учета теплоты.

Тепловые сети от ГТП сооружались четырехтрубными: две трубы для отопления и две горячего водоснабжения. В необходимых случаях в ГТП устанавливались также общие подогреватели для распределительных сетей отопления. Сети отопления работали по графику температур тепловой сети; системы отопления присоединялись через элеваторы.

Для всемерного облегчения в сооружении ГТП организован их монтаж из блоков заводского изготовления.

Длительная эксплуатация подобных пунктов позволила выявить их основные недостатки. Первым из них, в основном экономического характера, является их небольшая тепловая мощность. Это объясняется тем, что значительную долю в общих затратах по теплоснабжению жилого микрорайона составляет стоимость сооружения здания ГТП, не зависящая от тепловой мощности ГТП. Сооружение более крупных ГТП снижает удельные капиталовложения в здания и, кроме того, дает возможность применения более совершенных схем контроля и регулирования и, что особенно важно, снижает затраты на телемеханизацию систем теплоснабжения в целом. Как указывалось выше, тепловая мощность ГТП должна, как правило, соответствовать тепловой нагрузке жилого микрорайона. Некоторым препятствием, которое необходимо преодолеть, является разрозненная и зачастую весьма долговременная застройка микрорайонов различными ведомствами.

Вторым существенным дефектом рассматриваемого проекта ГТП являлось отсутствие смесительных насосов для распределительной сети отопления, которая в этом случае работала по графику магистральной тепловой сети, т. е. с постоянной температурой воды при положительных температурах наружного воздуха. Это требовало сплошной автоматизации регулирования отпуска теплоты на всех МТП. Установка смесительных насосов в ГТП позволяет применить групповое автоматическое регулирование систем отопления с применением любой формы качественного, количественно-качественного и программного (по часам суток) регулирования отпуска теплоты без автоматизации МТП.

Сооружение ГТП с малыми тепловыми нагрузками нерационально как с точки зрения управления крупными тепловыми сетями, так и градостроительных позиций, поскольку мелкие ГТП занимают много городской территории. Тепловая мощность ГТП может находиться в пределах 30–50 МВт, а радиус действия распределительных сетей от него в пределах 600–800 м. Принципиально возможные варианты размещения ГТП показаны на рис. 23.7.

Как частный случай таким пунктом может быть и ГТП с четырехтрубными сетями. Рабочие схемы ГТП и местных тепловых пунктов приведены на рис. 23.8.

Присоединение зданий 14 и более этажей должно производиться по независимой схеме через подогреватели. Система отопления во избежание установки циркуляционного насоса должна проектироваться на естественной циркуляции, а восполнение утечек в ней – через расширительный бак. Положение может измениться, если большая (или

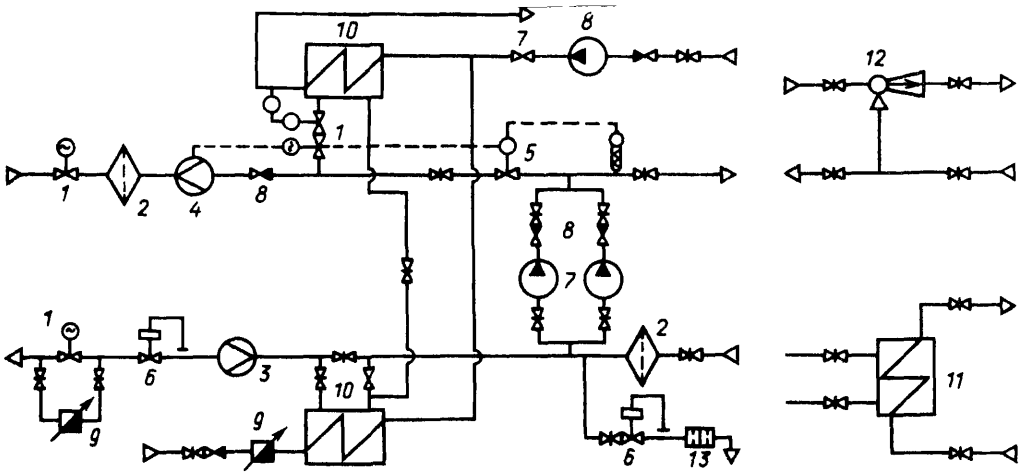


Рис 238 Схемы ГТП и местных тепловых пунктов в жилом микрорайоне с четырех трубными сетями

1 – задвижки с электроприводом грязевики 3 измерительная диафрагма к расходомеру *4* – то же к ограничителю расходомеру максимального расхода воды 5 регулятор температуры воды – работает от датчика температуры наружного воздуха *6* – регулятор давления *7* – смесительные насосы *8* – обратные клапаны *9* – счетчики воды *10* – подогреватели горячего водоснабжения *11* – подогреватель отопления *12* деаэратор *13* разрывная мембрана

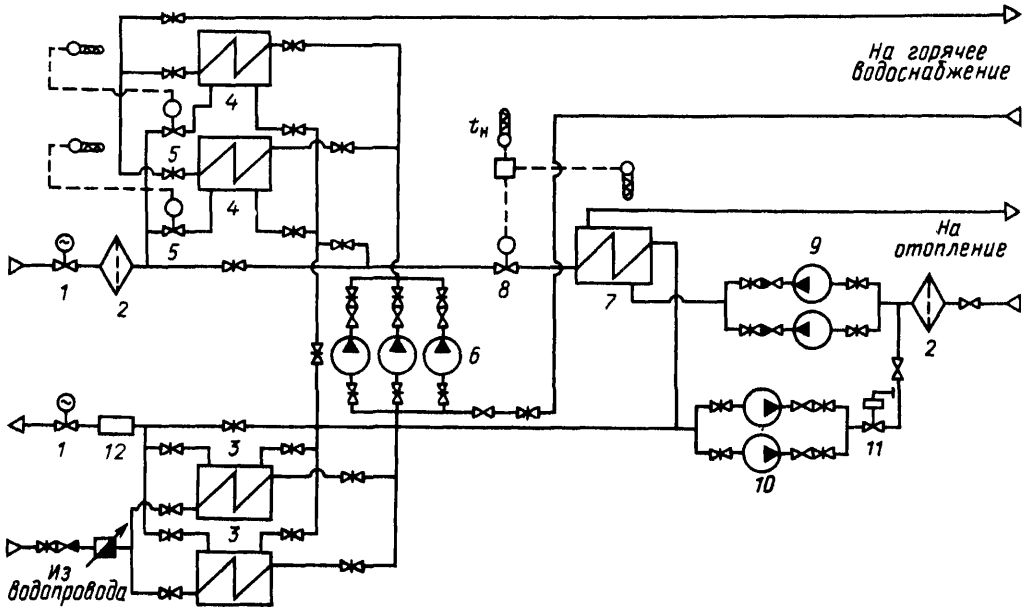


Рис 239 Схема центрального теплового пункта для жилого микрорайона

1 – задвижки с электроприводом 2 грязевики 3 *4* – подогреватели горячего водоснабжения первой и второй ступеней 5 – регуляторы температуры воды *6* циркуляционно подкачивающие насосы *7* – подогреватель отопления *8* регулятор температуры воды для отопления (работает от датчика температуры наружного воздуха) *9* циркуляционные насосы сети отопления *10* подпиточные насосы для сети отопления *11* регулятор давления *12* – теплосчетчик

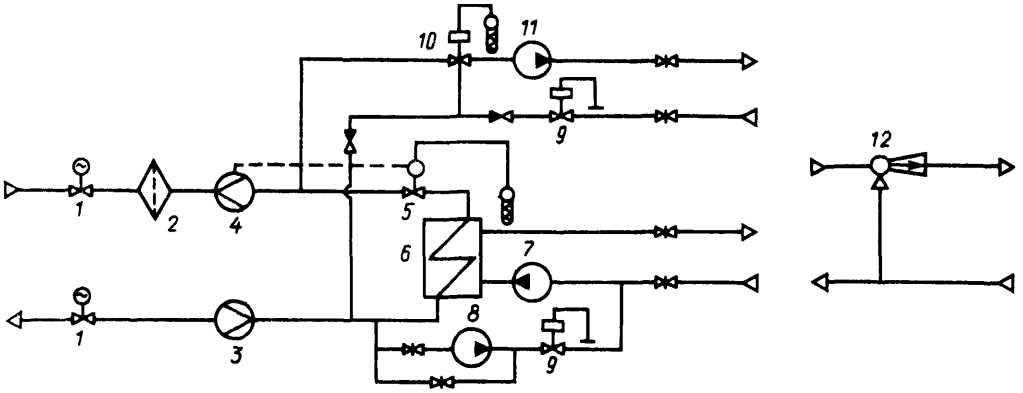


Рис 23 10 Схема ГТП с независимым присоединением отопления при открытой системе теплоснабжения

1 – задвижки с электроприводом *2* – грязевик, *3* – диафрагма к расходомеру, *4* – то же к расходомеру-ограничителю максимального расхода воды, *5* – регуляторы температуры воды – работают от датчика температуры наружного воздуха, *6* – подогреватель отопления, *7* – циркуляционный насос *8* – подпиточный насос *9* – регуляторы давления, *10* – регулятор (и смеситель) температуры воды, *11* – циркуляционно-повысительный насос, *12* – элеватор

весьма значительная) часть зданий микрорайона имеет повышенную этажность или весь микрорайон расположен на отметках местности, значительно отличающихся от большинства других В этих условиях применение независимой схемы присоединения сети отопления будет вполне оправданным (рис 23 9) Такой вариант, разработанный Моспроектом, более надежен, чем установка насосов для повышения или понижения давления

При открытой системе теплоснабжения нарушение органолептических свойств воды, подаваемой на бытовые нужды, в значительной мере объясняется биологическими процессами внутри систем отопления По этой причине считается целесообразным (иногда даже необходимым) присоединение всех систем отопления по независимой схеме (рис 23 10) Другим, возможно более дешевым способом может быть специальная обработка подпиточной воды на источнике теплоснабжения для локализации органических примесей

Специального рассмотрения всех особенностей гидравлического режима заслуживает выбор схемы присоединения отопительных установок (зависимая или независимая) в системах теплоснабжения крупных городов

Немаловажным преимуществом независимой схемы присоединения сети отопления в ГТП является возможность контроля за утечками во внутренних сетях отопления, что значительно увеличивает надежность и экономичность теплоснабжения. Аналогичным решением для зависимых схем присоединения сети отопления к ГТП могло бы явиться применение так называемых реле утечки, работающих на принципе сравнения расходов воды в подающих и обратных трубах ГТП (при закрытой системе теплоснабжения)

Для периодической проверки распределительной сети за ГТП на наличие утечек воды возможно установить контрольный водомер на обводной линии вокруг головной задвижки на обратной трубе (см поз *9* на рис 23 8)

При установке в ГТП смесительных насосов иногда возникают предложения об отмене элеваторов на системах отопления, это затрудняет наладку сети, а следовательно, ведет к перерасходу энергии Другое положение может иметь место в том случае, если потери напора в системах отопления (например, путем применения труб малого диаметра) могут быть доведены до 10 м и более

Ежегодная длительная трудоемкая очистка подогревателей горячего водоснабжения естественно приводит к целесообразности применения двух групп трубчатых подогревателей и дает возможность их попеременного профилактического ремонта, но увеличивает капитальные вложения Однако ежегодный ремонт подогревателей, как правило, является следствием отсутствия обработки воды Применение разборных пластинчатых подогревателей может значительно снизить сроки очистки подогревателей

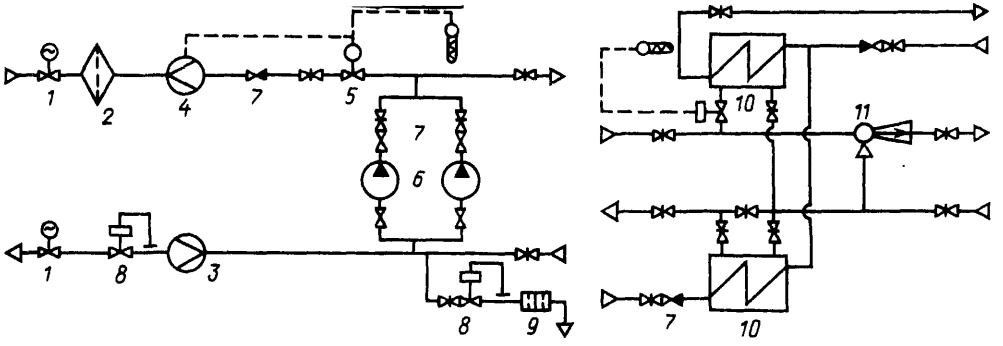


Рис. 23.11. Схема ГТП при двухтрубной распределительной сети:

1 – задвижки с электроприводом; *2* – грязевик, *3* – диафрагма к расходомеру; *4* – то же к расходомеру-ограничителю максимального расхода воды; *5* – регулятор температуры воды на отопление; *6* – насосы; *7* – обратные клапаны, *8* – регулятор давления; *9* – разрывная мембрана; *10* – подогреватель горячего водоснабжения; *11* – элеватор

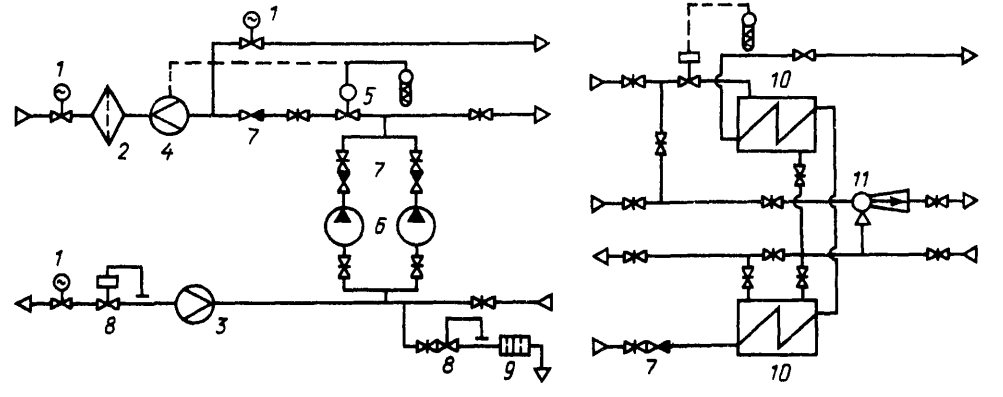


Рис. 23.12. Схема ГТП при трехтрубной распределительной сети (обозначения – см. рис. 23.11)

Типовые чертежи ГТП для городских микрорайонов разработаны ЦНИИЭП инженерного оборудования и утверждены Госгражданстроем.

Несмотря на то что ГТП с четырехтрубными распределительными сетями создают ряд преимуществ (упрощение схем тепловых пунктов и системы регулирования), такую схему нельзя считать для микрорайонов наиболее эффективной и во всяком случае единственно целесообразной. По количеству используемых труб, чего нельзя не учитывать при массовом жилищном строительстве, наиболее экономичными являются двухтрубные распределительные сети. Такие схемы сетей применяются как в открытых, так и закрытых системах теплоснабжения. Для экономичного использования теплоты в этом случае необходима автоматизация не только установок горячего водоснабжения, но и всех систем отопления

Сооружение ГТП (рис. 23.11) в двухтрубных сетях без автоматизации систем отопления не может полностью обеспечить необходимый режим отапливаемых помещений, хотя корректировкой гидравлического и теплового режимов распределительной сети можно избежать перегрева зданий в теплые периоды отопительного сезона. Функции ГТП по управлению режимом тепловых сетей при этом полностью сохраняются.

Промежуточной между описанными является трехтрубная сеть. В применении к закрытой системе теплоснабжения схема ее представлена на рис. 23.12. Здесь практически исключается (при соответствующем расчете диаметра общей обратной трубы) взаимное влияние нагрузок отопления и горячего водоснабжения, каждая из которых может регулироваться по наиболее экономичному графику. Существенным достоинством трехтрубной сети является также

ность взаимного резервирования подающих труб (в зимнее время резервируется подача теплоносителя в системы отопления, в летнее — подача теплоносителя на горячее водоснабжение).

В ряде случаев применение трехтрубных сетей целесообразно и в системах с открытой системой теплоснабжения, поскольку она создает реальную возможность быстрого прекращения подачи воды на бытовые нужды в случаях аварийного перерыва в подаче холодной воды на источниках теплоснабжения и значительно облегчает контроль за качеством подаваемой потребителям воды из тепловой сети.

Выбор схемы распределительной сети за ГТП должен быть сделан на основе технико-экономических соображений при полном учете местных условий. К таким условиям относятся: качество исходной воды, наличие (возможность получения) необходимого оборудования, количество, тепловая нагрузка, дислокация и помещения тепловых пунктов, возможность прокладки трубопроводов по подвалам и пр.

Немаловажным вопросом при проектировании групповых тепловых пунктов является применение баков-аккумуляторов. Установка аккумулятора обычно предусматривается в тех случаях, когда она предписана нормами проектирования данного потребителя. Аккумуляторы снижают расход сетевой воды и диаметры трубопроводов сети, а также расчетную тепловую нагрузку подогревателей горячего водоснабжения. Снижение расчетной тепловой нагрузки подогревателей уменьшает поверхность нагрева и, следовательно, стоимость их. Баки, сообщенные с атмосферой, кроме того, обеспечивают частичную деаэрацию подогретой воды.

Применение баков-аккумуляторов горячей воды является правильным решением также при напряженном балансе холодной воды в городе. Необходимый запас теплоты в аккумуляторах принимают на основании графиков потребления горячей воды, принимая за основу выравнивание часового потребления теплоты из тепловой сети за сутки (в промышленном объекте за смену). Баки-аккумуляторы могут проектироваться (в количестве не менее двух по 50% рабочего объема каждый) как открытые (безнапорные), так и напорные, работающие по принципу вытеснения горячей воды холодной, и наоборот. Баки должны быть защищены от внутренней коррозии.

Как правило, здания групповых тепловых пунктов должны сооружаться в жилых микрорайонах отдельно стоящими, их объемно-планировочные решения должны удовлетворять требованиям СНиП на проектирование производственных зданий. Тепловые пункты промышленных объектов могут быть сблокированы со вспомогательными и производственными зданиями. При конкретной привязке таких зданий в микрорайонах необходимо кроме условий планировки учитывать также то, что работающие в них насосы являются источниками шума, в связи с чем минимальное расстояние от них до жилых зданий должно быть не менее 25 м. Эти здания должны быть типовыми, могут сооружаться из легких сборных конструкций либо из кирпича (за исключением силикатного). Оконные проемы должны быть минимальными и зашищаться металлическими сетками. Как правило, здания должны сооружаться наземными.

Сооружение подземных ГТП может допускаться только при выполнении следующих условий: высокое качество гидроизоляционных работ, благоприятные гидрогеологические условия (низкий уровень грунтовых вод, песчаные грунты), тщательная герметизация всех вводов инженерных коммуникаций (включая трубопроводы), исключающая возможность затопления теплового пункта, автоматизация работы оборудования и наличие телемеханического контроля.

В целях ускорения монтажных работ на ГТП и повышения их качества необходимое оборудование должно поставляться блоками. При разбивке оборудования на блоки необходимо учитывать, помимо удобства монтажа, также и удобство выполнения ремонтных работ.

В здании предусматриваются ворота, их размеры принимаются по габаритам блоков монтируемого оборудования. Двери и ворота должны открываться наружу, перед воротами предусматривается монтажная площадка.

Габариты типовых (для повторного применения) ГТП определяются в зависимости от предусматриваемого в них оборудования. Минимальная высота (в свету) помещений от отметки чистого пола до низа выступающих конструкций перекрытия принимается не менее 4.5 м.

Минимальная ширина проходов (в свету между выступающими частями оборудования), м:

между насосами с электродвигателями напряжением до 1000 В	1
то же 1000 В и более	1,2
между насосами и стеной	1
между насосами и распределительными щитом или щитом КИПиА	2
между неподвижными выступающими частями оборудования, между собой или стеной	1

Трубопроводы с арматурой, а также механическое оборудование без движущихся частей (водонагреватели, элеваторы, грязевики и пр.) могут крепиться непосредственно на стенах, при этом минимальное расстояние от выступающих частей (или тепловой изоляции) до стены должно быть не менее 200 мм.

Для стока воды при ремонте оборудования полы должны проектироваться с уклоном 0,5 % в сторону трапа или водосборного приямка. Для дренирования основной массы воды из трубопроводов и оборудования должны быть проложены дренажные линии. Полы должны иметь прочное покрытие (допускается бетонное), толщина бетонной подготовки не менее 200 мм по песчаной засыпке также не менее 200 мм. Для ремонта оборудования массой более 100 кг в помещениях предусматривается подъемно-транспортное оборудование: при массе груза до 1 т – монорельсы с кошками или ручные кран-балки; при массе до 2 т ручные кран-балки; при массе свыше 2 т – кран-балки с механическим приводом.

Для обслуживания оборудования и арматуры на высоте от 1,4 до 2,5 м от пола должны предусматриваться передвижные площадки с лестницами, при высоте более 2,5 м – стационарные площадки с ограждением и постоянными лестницами.

Помещения не должны быть рассчитаны на постоянное присутствие персонала при обслуживании, но должны учитывать присутствие персонала во время ремонтных работ и профилактических осмотров. Исходя из этого в помещениях предусматриваются туалет, шкафы для хранения одежды, место для приема пищи.

Диаметр водопроводного ввода в здании кроме хозяйственных нужд должен быть рассчитан на наполнение трубопроводов водой при гидравлических испытаниях сетей и на охлаждение подшипников насосов (при необходимости). Соединение водопровода с трубопроводами должно быть разъемным либо выполняться через две последовательно установленные задвижки со спускным краном между ними (открыт при эксплуатации).

При выборе помещения для местного теплового пункта необходимо исходить из того, что оно должно быть рабочим местом для персонала, осуществляющего обслуживание и ремонт оборудования. Помещение должно быть отдельно выделенным, иметь удобный выход, достаточные размеры, надежно вентилироваться. Полы должны быть бетонные или плиточные, стены и потолки покрашены, помещения должны иметь водопровод, канализацию (желательно трап) и электрическое освещение (освещенность 50 лк, проводка в стальных трубах)

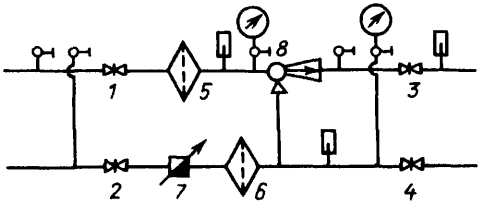


Рис. 23 13 Рабочая схема элеваторного узла

В связи с изложенными требованиями недопустимо размещать МТП в технических подпольях с земляным полом

При четырехтрубной схеме распределительных тепловых сетей непосредственно в зданиях монтируются элеваторные узлы для систем отопления, а групповая система горячего водоснабжения выполняется секционированной.

Рабочая схема такого элеваторного узла приведена на рис. 23 13. Задвижки *1* и *2* служат для отключения теплового пункта, задвижки *3* и *4* – для отключения системы отопления; закрытые вместе четыре задвижки позволяют проводить ремонтные работы на узле (например, смену водомера *7*, прочистку грязевиков-фильтров *5* и *6*, замену сопла в элеваторе *8*)

Однако, устанавливая такое количество оборудования, необходимо всегда иметь в виду, что все оно для выполнения своих функций требует проведения практически ежегодного профилактического ремонта.

В практике жилищного строительства широкое распространение получили секционированные здания, в которых каждая секция имеет самостоятельную систему отопления. Схема распределительной сети и систем отопления и горячего водоснабжения приведена на рис. 23.14. Тепловая мощность каждой секционной системы, а следовательно, и объем воды в ней небольшие, что дает экономические обоснования для спуска воды из нее при необходимости ремонтных работ на узле. Таким образом отпадает необходимость в установке задвижек *3* и *4*.

Грязевик *5* служит для защиты сопла элеватора и системы отопления от грязи и мусора, который обычно попадает в трубы распределительных сетей при их монтаже. Этого можно избежать, если после монтажа трубы интенсивно промыть водой. Грязевик-фильтр *6* служит для защиты водомера. Водомер *7* является прибором, позволяющим

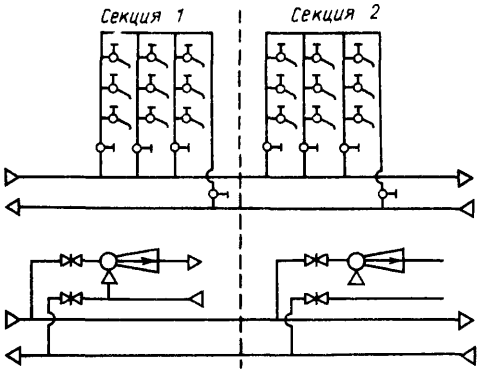


Рис 23 14 Схема сетей отопления и горячего водоснабжения в секционированном жилом здании

проводить точное распределение теплоносителя по тепловым пунктам, ежесуточные (или еженедельные) записи водомера позволяют проверять точность проведенной наладки Однако водомер, как правило, требует ежегодного ремонта и поверки, для чего необходимо иметь помимо запасных частей также и поверочные стенды на горячей воде

Другим прибором для измерений мгновенных расходов воды может служить измерительная шайба с водовоздушным дифманометром который может быть либо стационарным, либо переносным. Поскольку учет полученной потребителем теплоты предусмотрен в групповом тепловом пункте, то никаких приборов для учета в таких тепловых пунктах не предусматривается

Для нормальных условий работы системы отопления необходимо чтобы элеватор обеспечивал коэффициент смешения. Поскольку это требует обычно последовательной замены нескольких сопл, то, как правило, эксплуатируемые элеваторы не обеспечивают этого и системы отопления работают в нерасчетных режимах. Наиболее просто избежать этого можно с помощью элеватора с регулируемым вручную соплом

Монтажный чертеж теплового пункта системы отопления с таким элеватором и водовоздушным дифманометром приведен на рис 23 15 Вместо двух манометров здесь предусмотрен один с переключением, что может дать большую точность замера располагаемого перепада давления перед элеватором

С помощью трех установленных термометров может быть проверен тепловой режим пункта и системы отопления. Задвижка перед элеватором заменена клапаном, дополнительные потери напора в котором совершенно незначительны по сравнению с элеватором. Клапан вместе с тем по сравнению с задвижкой может обеспечить большую плотность и удобство регулировки

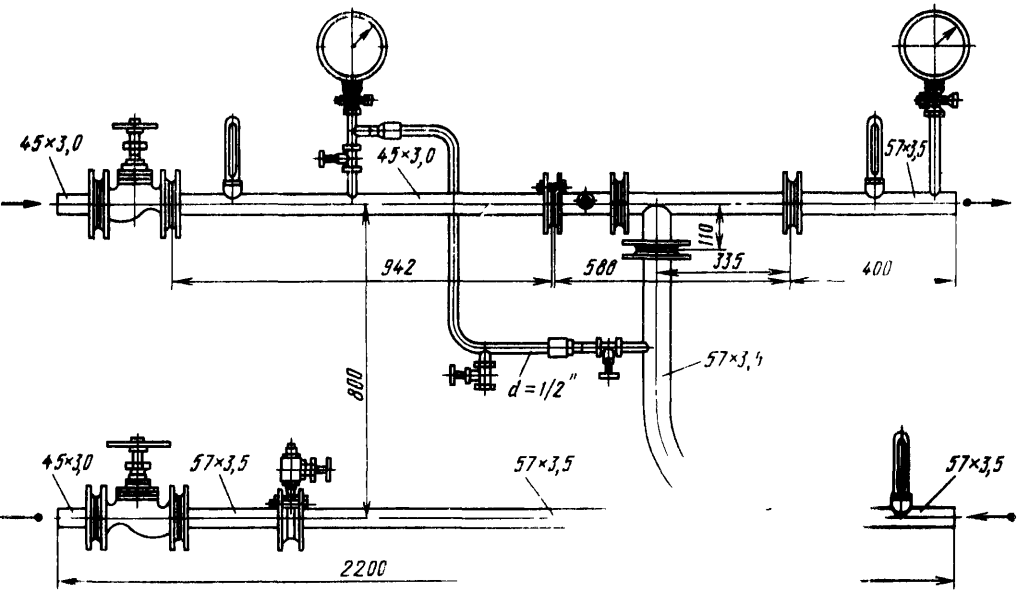


Рис 23 15 Монтажный чертеж местного элеватора

Применение пофасадных систем отопления позволяет получить дополнительную экономию теплоты за счет использования солнечной радиации, но требует для этого установки авторегуляторов. В этом случае система отопления каждой секции (в доме типа «пластина») должна быть разделена на две части, что из-за их малой тепловой мощности делает автоматизацию их регулирования экономически нецелесообразной. В этом случае целесообразнее объединение нескольких (например, 3–4) пофасадных систем на один авторегулятор.

Местные тепловые пункты в зданиях усложняются в тех случаях, когда распределительные тепловые сети предусматриваются двух- или трехтрубными.

Местные тепловые пункты жилых зданий, присоединяемых к тепловым сетям без групповых пунктов, т. е. первичные, принципиально должны повторять схемы групповых пунктов и в отличие от описанных схем МТП должны иметь: приборный учет теплоносителя и теплоты; автоматическое регулирование отпуска теплоты на цели отопления (что связано с применением насосов), защиту от передавливания, ограничение максимального расхода теплоносителя. Все это, как отмечалось, усложняет местные тепловые пункты.

23.3. Тепловые пункты общественных зданий

В расчетных тепловых нагрузках общественных зданий большую долю составляет нагрев воздуха для приточной вентиляции, а во вновь строящихся зданиях и кондиционирование воздуха. Часто эта нагрузка остается чисто расчетной, так как многие установки приточной вентиляции фактически не работают. Причинами этого положения являются как некачественный монтаж и наладка, так и неквалифицированная эксплуатация (отсутствие наблюдения и планово-предупредительного ремонта). Нередко плохая работа установок приточной вентиляции и кондиционирования объясняется недостатками примененной схемы присоединения общественных зданий, недостатками их схем автоматизации. Такими недостатками являются: общие (внутри здания) сети для отопления и калориферов приточной вентиляции, неправильное включение калориферов.

Схема присоединения общественного здания, как правило, должна предусматривать установку смесительного насоса, что дает возможность регулирования отпуска теплоты на отопление по дням недели и часам суток. Крупные общественные здания с большой

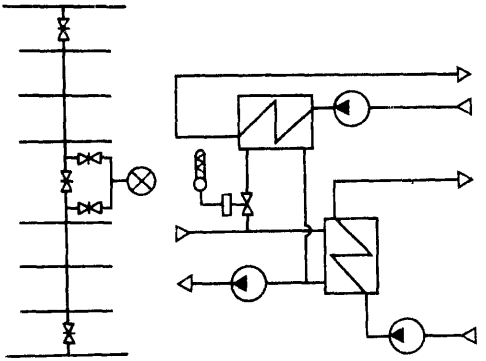


Рис. 23.16. Схема резервирования потребителя от распределительных сетей

тепловой нагрузкой могут присоединяться к магистральным сетям так же как ГТП – от распределительных сетей.

При наличии в общественных зданиях установок горячего водоснабжения (например, для столовых) они должны включаться по параллельной или предвключенной схеме (установки с малым суточным расходом горячей воды) либо по смешанной. Пропуск возвращаемой воды через подогреватель первой ступени в этом случае может быть частичным (что позволит избежать увеличения диаметра корпуса подогревателя).

Среди общественных зданий есть сравнительно небольшая группа таких, которые практически не допускают перерыва в подаче теплоты.

Анализ многообразия городских общественных зданий показывает, что к потребителям, требующим обязательного резервирования, должны быть отнесены:

а) лечебные учреждения со стационарами (родильные дома, больницы, госпитали, клиники и пр.);

б) детские ясли, сады, интернаты;

в) фабрики-кухни, крупные столовые;

г) музеи государственного значения.

Обычно такие потребители имеют сравнительно небольшие тепловые нагрузки и поэтому присоединяются к распределительным сетям. Для их резервирования необходимо в простейшем случае обеспечить теплоснабжение этой распределительной сети от двух магистралей с независимым питанием от одного или от двух источников теплоты. На рис. 23.16 представлен такой случай (схема сети дана в однолинейном изображении).

В открытых системах теплоснабжения резервирование ответственных потребителей

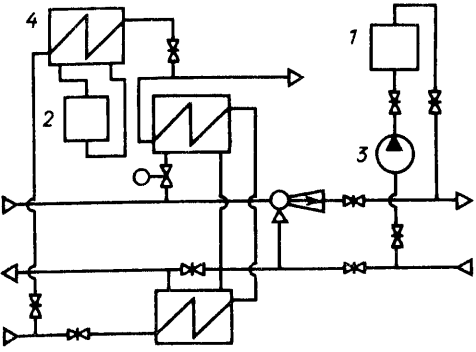


Рис 23.17 Схема включения резервной котельной

1 – водогрейный котел *2* – паровой котел *3* – циркуляционный насос, *4* – пароводяной подогреватель для горячего водоснабжения

возможно при прокладке одной дополнительной (подающей) трубы.

Другим способом резервирования теплоснабжения являются местные источники теплоты, они могут быть стационарными либо передвижными Наиболее желательным видом топлива для них является газовое или жидкое. Могут использоваться также электрические котлы

Способ резервирования с местным источником теплоты наиболее просто осуществляется, если к тепловой сети присоединяется потребитель с котельной В большинстве теплосетей существует порядок, по которому все вновь присоединяемые потребители с котельными обязаны их сохранять в исправном состоянии и ликвидировать их только с разрешения. Однако за резервной котельной должен проводиться такой же постоянный контроль, как и за работающей. Наиболее просто сохранять в качестве резервных чугунные котлы Периодически, по графику, все оборудование котельной должно испытываться под нагрузкой Схема присоединения резервной котельной показана на рис. 23 17.

В общественных зданиях с большой тепловой нагрузкой приточной вентиляции считается необходимым использование теплоты выбрасываемого в атмосферу воздуха

23.4. Тепловые пункты промышленных предприятий

Промышленное предприятие должно как правило, иметь один групповой тепловой пункт (ГТП) для регистрации, учета и распределения теплоносителя, получаемого из тепловой сети Количество и размещение вторичных (цеховых) тепловых пунктов определяется размерами и оптимальным размещением отдельных цехов предприятия ГТП предприятия должен быть расположен в центральном помещении, на крупных предприятиях, особенно при получении кроме горячей воды также и пара – в самостоятельном здании Такое здание должно быть оборудовано всеми видами санитарно-технических устройств: вентиляцией, горячим водоснабжением (душевая кабина), водопроводом, канализацией, освещением, а также иметь телефон.

Схемы ГТП предприятия и цеховых пунктов должны быть увязаны между собой При закрытой системе теплоснабжения обычно стремятся к укрупнению подогревательных установок горячего водоснабжения Такое объединение, конечно, не может быть самоцелью и должно определяться технико-экономическими соображениями Большая плотность застройки и небольшое количество отдельных зданий способствуют централизации горячего водоснабжения в пределах всего предприятия.

При большом отдалении зданий друг от друга, значительной нагрузке горячего водоснабжения (например, большое количество душевых кабин) более целесообразны цеховые местные подогреватели. При малых нагрузках и наличии пара подогреватели могут быть пароводяными.

Предприятие может иметь цехи как с однородным характером внутренних тепловыделений (удельный вес в общей нагрузке), так и с разным. В первом случае температурный режим для всех зданий может быть принят единым и поэтому определяться в центральном тепловом пункте, во втором – различным и устанавливаться на цеховых (вторичных) тепловых пунктах. В этом случае каждый цех (корпус) должен иметь собственный тепловой пункт, смонтированный примерно по той же схеме, как и центральный

Температурный график для промышленных предприятий должен отличаться от бытового – по которому обычно работают городские тепловые сети Для поддержки температурного режима в тепловых пунктах промышленных предприятий должны устанавливаться циркуляционные насосы Эти насосы могут при единообразии характера тепловыделений по цехам быть установлены в одном центральном пункте, при отсутствии однообразия – в цеховых

Таким образом прежде чем решить вопрос о месте установки смесительных

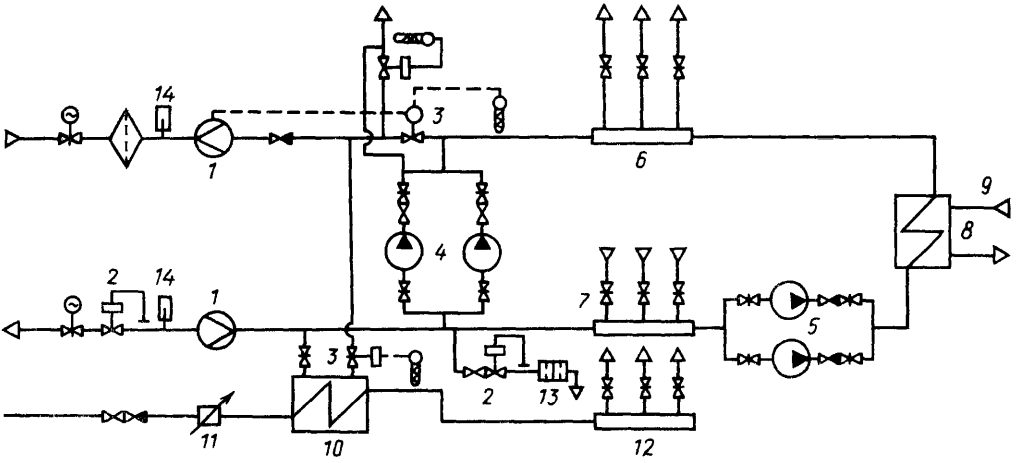


Рис. 23.18. Схема теплового пункта промышленного предприятия:

1 – измерительные диафрагмы для расходомеров; *2* – регуляторы давления; *3* – регуляторы температуры, *4* – насосы для подмешивания; *5* – циркуляционные насосы, *6* *7* – коллекторы, *8* – резервный пароводяной подогреватель для отопления, *9* – подвод пара (от резервной котельной или ТЭЦ), *10* – подогреватель горячего водоснабжения; *11* – водомер, *12* – коллектор горячего водоснабжения, *13* – циркуляционно-повысительный насос, *14* – элеватор

насосов, должен быть проанализирован и определен температурный режим (график) для отдельных цехов и предприятия в целом. При этом должны быть учтены потребности как чисто отопительных установок (с радиаторами и калориферами), так и вентиляционных.

Центральное смешение наиболее трудно сочетается с местными установками горячего водоснабжения, поэтому и следует стремиться к централизации подачи горячей воды на бытовые и другие нужды.

На рис. 23.18 приведена принципиальная схема центрального теплового пункта промышленного предприятия. В схеме предусмотрены:

учет получаемого теплоносителя, для чего установлены дроссельные шайбы *1* к расходомерам и регистрирующие термометры *14*;

стабилизация давления сетевой воды с помощью регуляторов давления *2*;

регулирование температуры воды (по дням недели и часам суток) для систем отопления и калориферов приточной вентиляции (регуляторы температуры *3*). Для трех отходящих (от гребенки *6*) линий предусмотрено групповое смешение, для одной – самостоятельное. Смесительные насосы *4* взаимно резервируются. Калориферы приточной вентиляции должны иметь также местное автоматическое регулирование;

резервный подогреватель *8* отопительно-вентиляционной нагрузки, обеспечиваемый паром от резервной котельной или парового ввода, и циркуляционные насосы *5*;

центральный подогреватель *10* для горячего водоснабжения (условно показан одноступенчатым) и распределительная гребенка *12*.

Нагрузка горячего водоснабжения на предприятиях имеет нередко пиковый характер (в часы после окончания рабочих смен). Для покрытия этих пиков целесообразно иметь аккумуляторы.

Проектирование тепловых схем промышленных предприятий должно проводиться с обязательным использованием вторичных энергоресурсов, под которыми понимаются:

отходящие от печей горячие газы;

продукты технологических процессов (нагретые слитки, шлаки, раскаленный кокс и пр.),

низкотемпературные энергоресурсы в виде отработавшего пара, горячей воды от различных охлаждающих устройств и производственные тепловыделения.

Для теплоснабжения обычно используются энергоресурсы третьей группы, которые имеют температуры в пределах от 40 до 130 °С. Предпочтительным является их использование для нужд горячего водоснабжения, поскольку эта нагрузка имеет круглогодичный характер.

При большой рассредоточенности цехов по территории предприятия желательно иметь систему диспетчерского контроля за

параметрами сетевой и местной воды в узловых точках тепловой сети и цеховых тепловых пунктах, что особенно необходимо при переменном характере тепловых нагрузок в течение суток, что обычно связано со сменностью работы предприятий.

Теплоснабжение жилых и общественных зданий, расположенных рядом с заводом предприятием, производится от общей котельной. В этом случае необходимо отделять теплоснабжение промышленных предприятий от жилых и общественных зданий, сооружая для них самостоятельные тепловые пункты.

Глава двадцать четвертая

ОБОРУДОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ

К основному оборудованию тепловых пунктов относятся центробежные и водоструйные (элеваторы) насосы, водо-водяные подогреватели, грязевики, баки-аккумуляторы, деаэраторы. Широкое применение в тепловых пунктах имеют приборы контроля и регулирования, различная арматура, а также трубы и тепловая изоляция.

Подогреватели в тепловых пунктах до последнего времени применяются почти исключительно трубчатого типа с латунными трубками (рис. 24.1). Основные размеры и расчетные характеристики их согласно ОСТ 34-588-68 приведены в табл. 24.1 и 24.2.

Подогреватели, применяемые для отопления, должны иметь на корпусах линзовые компенсаторы. Для горячего водоснабжения применяются подогреватели без компенсаторов.

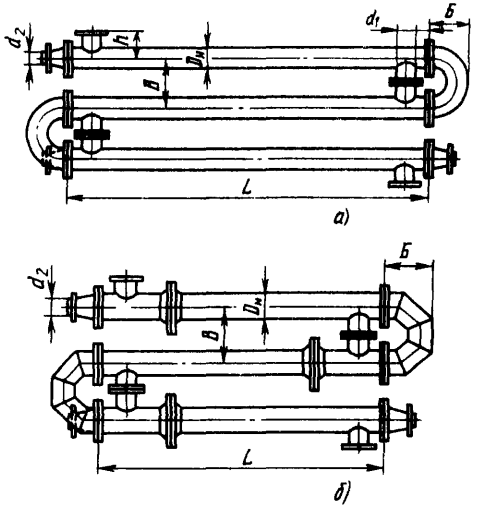


Рис. 24.1. Подогреватели водо-водяные секционные трубчатые по ОСТ 34-588-68

а – для горячего водоснабжения, *б* – для отопления

В последнее время получают результаты применения разборных пластинчатых подогревателей (теплообменников) применяемых в химической промышленности (рис. 24.2). Основные размеры таких подогревателей приведены в табл. 24.3.

Элеваторы благодаря простоте своего устройства и обслуживания получили широкое применение в водяных сетях при зависимом соединении систем отопления.

Лучшими считаются стальные элеваторы конструкции ВТИ Теплосеть Мосэнерго. Элеватор (рис. 24.3) состоит из корпуса и сменного сопла. Основные размеры элеваторов указанной конструкции приведены в табл. 24.4.

Для предотвращения перетока сетевой воды помимо сопла предусматривается специальный фасонный фланец, который надежно зажимает сопло элеватора.

Основными размерами, определяющими характеристику элеватора, являются диаметр камеры смешения и диаметр сопла.

Для уменьшения расхода цветного металла сменные сопла выполняются составными, что дает возможность при изменении диаметра выходного сечения сопла заменять только его выходную, наиболее легкую часть.

Необходимость замены сопл устраняется при применении элеваторов с регулируемым выходным сечением сопла. Изменение выходного сечения сопла достигается вводом в сопло конической иглы (рис. 24.4). Такая конструкция дает возможность точной установки необходимого коэффициента смешения и позволяет в теплый период отопительного сезона снижать подачу воды из тепловой сети в отопительные установки без существенного снижения расхода воды, циркулирующей в системе отопления, за счет увеличения коэффициента смешения.

В тепловых пунктах наиболее часто применяются [illegible] и 1кМ. Параметры [illegible]

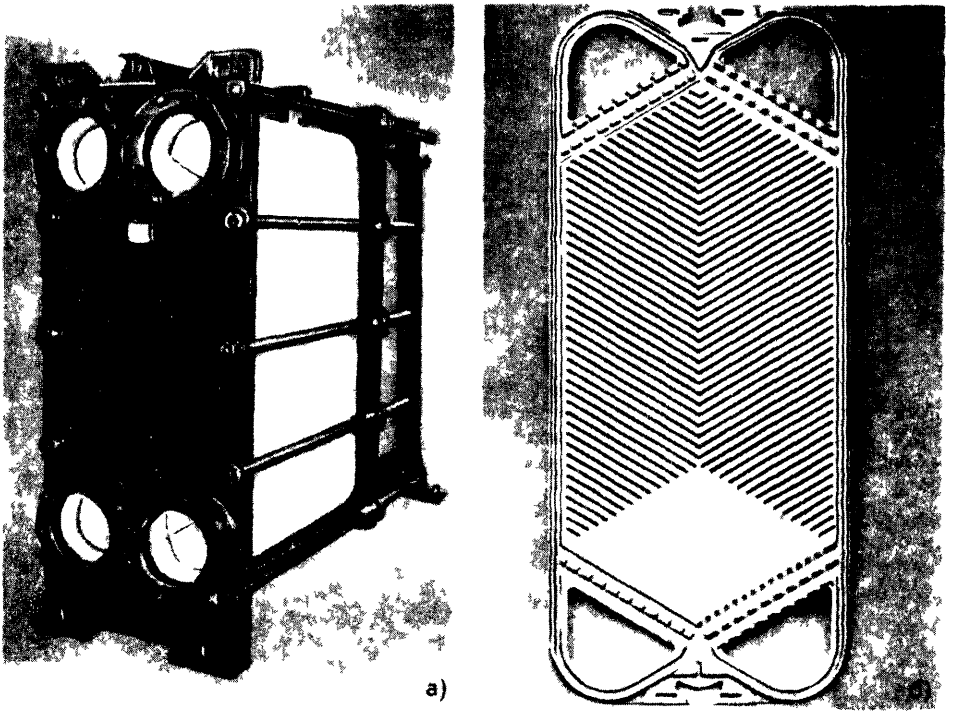


Рис 24 2 Подогреватель водо-водяной пластинчатый
а – общий вид *б* – пластина

Таблица 24 1 **Основные размеры водо-водяных секционных подогревателей (по ОСТ 34-588-68)**

№ подогревателя	Основные размеры мм					Поверхность нагрева секции м	Число трубок в секции шт	Масса секции с водой кг	В том числе	
	$D_1 \times L$	$Б$	$В$	Диаметр фланца мм					латунные трубки	стали
				d_1	l					
01	57 × 2000	134	200	40	40	0 37	4	32 2	3 24	6 1
02	57 × 4000	134	200	40	40	0 75	4	45 2	6 48	6 1
03	76 × 2000	148	200	50	50	0 65	7	43 2	5 67	8 5
04	76 × 4000	148	200	50	50	1 31	7	61 6	11 5	8 5
05	89 × 2000	205	240	65	65	1 11	12	55 2	9 72	12 5
06	89 × 4000	205	240	65	65	2 24	12	80 4	19 4	12 5
07	114 × 2000	210	300	80	80	1 76	19	76 5	15 4	15 2
08	114 × 4000	210	300	80	80	3 54	19	114	30 8	15 2
09	168 × 2000	359	400	125	100	3 4	37	136	30	29 5
10	168 × 4000	359	400	125	100	6 9	37	207	60	29 5
11	219 × 2000	415	500	150	150	5 9	64	213	51 8	60
12	219 × 4000	415	500	150	200	12	64	322	104	60
13	273 × 2000	516	600	200	200	10	109	304	88 3	90
14	273 × 4000	516	600	200	200	20 3	109	487	177	90
15	325 × 2000	610	600	250	250	13 8	151	413	122	108
16	325 × 4000	610	600	250	250	28	151	663	244	108

Примечания 1 $p_р = 1$ МПа $t = 150$ °С $p_{пр} = 1\ 3$ МПа 2 Трубки латунные 16 × 1 мм $z = 63$ (ГОСТ 494 69)

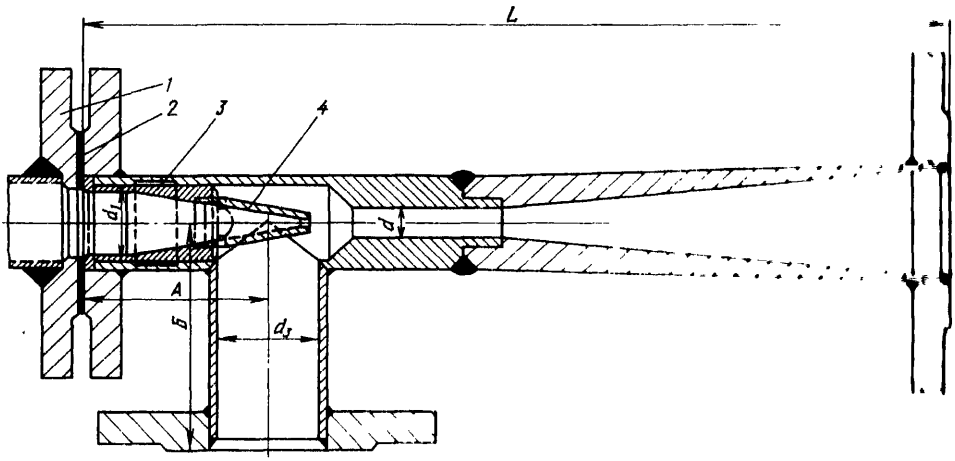


Рис. 24.3 Стальной элеватор конструкции ВТИ Теплосеть Мосэнерго
1 – фасонный фланец, *2* – проставка, *3* – сопло, *4* – сменная часть сопла

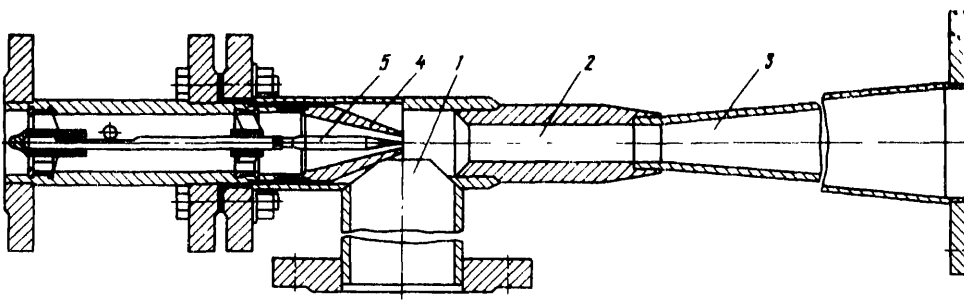


Рис. 24.4. Элеватор с регулируемым соплом:
1 – всасывающий патрубок, *2* – камера смешения, *3* – диффузор; *4* – сопло; *5* – регулирующий орган-игла

Таблица 24.2. **Расчетные характеристики водо-водяных секционных подогревателей (по ОСТ 34-588-68)**

№ подогревателя	Наружный и внутренний диаметры корпуса, мм	Количество трубок в секции, шт	Поверхности нагрева одной секции длиной 4 м, м²	Площадь проходного сечения, м²		Отношение $f_{мт}/f_{тр}$	Эквивалентный диаметр межтрубного пространства $d_э$, м
				трубок $f_{тр}$	межтрубного пространства $f_{мт}$		
02	57/50	4	0,75	0,00062	0,00116	1,87	0,013
04	76/69	7	1,31	0,00108	0,00233	2,13	0,0164
06	89/82	12	2,24	0,00185	0,00287	1,55	0,0134
08	114/106	19	3,54	0,00293	0,005	1,7	0,0155
10	168/156	37	6,90	0,0057	0,012[illegible]	2,14	0,0207
12	219/207	64	12	0,00985	0,020[illegible]	2,11	0,0258
14	273/259	109	20,3	0,01679	0,030[illegible]	1,85	0,0196
16	325/309	151	28	0,02325	0,0[illegible]	1,84	0,0208
18	377/359	216	40,1	0,03325	0,0[illegible]	1,79	0,0193
20	426/408	283	52,5	0,04356	0,0[illegible]	1,65	0,0186

Таблица 24.3. **Характеристика и основные размеры разборных пластинчатых теплообменников***

Наименование	Типоразмеры, м²	
	0,3	0,6
Поверхность теплообмена одной пластины, м²	0,3	0,6
Размеры:		
длина, м	1,370	1,375
ширина, м	0,3	0,6
Шаг гофр, м:		
вдоль потока	0,0208	0,0208
по нормали к гофре	0,018	0,018
Высота гофр, м	0,0040	0,0045
Количество гофр, шт.	50	63
Угол наклона гофр, град	60	60
Ширина канала, м	0,025	0,545
Зазор для прохода рабочей среды, м	0,0040	0,0045
Эквивалентный диаметр канала, м	0,00800	0,00830
Площадь поперечного сечения канала, м²	0,00110	0,00245
Смоченный параметр сечения канала, м	0,5500	1,1880
Приведенная длина канала, м	1,120	1,010
Толщина стенки пластины, м	0,0010	0,0010
Масса пластины, кг	3,20	5,80
Диаметр присоединительного штуцера, м	0,065	0,200

* Согласно РТМ 26-01-107-78 Управления по ремонту предприятий химической промышленности (1978 г.).

Таблица 24.4. **Основные размеры элеватора конструкции ВТИ-Теплосеть Мосэнерго**

Номер элеватора	Диаметр камеры смешения d, мм	Размеры, мм					
		L	A	$Б$	d_1	d_2	d_3
1	15	425	90	110	37	51	51
2	20	425	90	110	37	51	51
3	25	625	135	155	49	70	70
4	30	625	135	155	49	70	70
5	35	625	135	155	49	70	70
6	47	720	180	175	80	100	100
7	59	720	180	175	80	100	100

типа КМ – моноблочный) и приведены в табл. 24.5. Согласно указаниям ВНИИгидромаша эти насосы допускают давление на всасе до 0,5 МПа при условии предварительного испытания на 1,5-кратное рабочее давление.

В ГТП могут также найти применение насосы типа Д. Характеристику насоса можно изменить установкой колес другого диаметра или их обточкой (теоретически также изменением частоты вращения).

Гидравлическая характеристика насосов приведена в [105].

Потребляемая электродвигателем насоса мощность N, кВт, при номинальной подаче определяется по формуле

$$N_н = \frac{gG_нH_н}{1000\eta_н\eta_{э.д}}, \qquad (24.1)$$

где $g = 9{,}81$ м/с²; $G_н$ – номинальная подача воды насосом, кг/с; $H_н$ – напор насоса при номинальной подаче, м; $\eta_н$ – КПД насоса при номинальной подаче; $\eta_{э.д}$ – КПД электродвигателя.

Трубы для монтажа коммуникаций в тепловых пунктах применяются бесшовные из стали 10 и 20. Толщины стенок труб должны учитывать приварку фланцев.

Для сетей горячего водоснабжения должны применяться оцинкованные стальные трубы, трубы должны соединяться электросваркой под слоем флюса.

Для установки арматуры на трубах до 250 мм применяются плоские стальные фланцы (по ГОСТ 1255-54), привариваемые к трубам электросваркой.

Трубы и арматура должны быть покрыты тепловой изоляцией.

На местных тепловых пунктах в зданиях в настоящее время обычно применяются чугунные задвижки. Согласно правилам Госгортехнадзора СССР чугунная арматура при условном давлении воды 1,0 МПа может применяться диаметром до 300 мм, при давлении 1,6 МПа – до 800 мм.

Задвижки обычно устанавливаются маховиком вверх и не должны использоваться для регулирования. Если на вводе отсутствует регулятор расхода, то вместо него должен устанавливаться регулировочный клапан. Если параметры теплоносителя превышают указанные для них пределы, то должны устанавливаться стальные задвижки. Стальные задвижки имеют большую массу и поэтому должны устанавливаться на дополнительные опоры.

Клапаны в тепловых пунктах могут использоваться для регулирования.

Предохранительные клапаны в тепловых пунктах применяются для защиты отопительных систем от повышения давления, а также на аккумуляторах горячей воды, работающих под избыточным давлением. В теп-

Таблица 24.5. **Характеристика насосов типа К и КМ**

Марка насоса	Подача, м³/ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Мощность кВт	Масса, кг
К-8/18-У2 КМ-8-18-У2	8	18	2900	1,5	64 50,5
КМ-20/18а-У2 К-20/18-У2	16,8 20	15 18	2900 2900	1,5 2,2	55 68
К-20/30-У2 К-45/30-У2	20 45	30 30	2900 2900	4 7,5	92 134
К-45/55-У4 КМ-45/55-У4	45	55	2900	15	310 198
К-90/20-У2 К-90/85-У4	90 90	20 85	2900 2900	7,5 55	138 550
К-90/35-У4 КМ-90/35-У4	90	35	2900	15	197 195
К-90/55-У4 КМ-90/55а-У4 К-160-30-У4	90 90 160	35 43 30	2900 2900 1450	22 18,5 30	350 217 455
К-160/20-У4 КМ-160/20-У4	160	20	1450	15	360 237
К-290/30-У4 К-290/18-У4	290 290	30 18	1450 1450	40 22	600 430

ловых пунктах наибольшее применение получили грузовые клапаны.

В тепловых пунктах широкое применение имеют обратные поворотные клапаны. Клапаны устанавливаются на горизонтальном трубопроводе крышкой вверх и на вертикальном – уплотнительной поверхностью затвора вверх. Вода подается под диск.

Грязевики применяются в тепловых пунктах на подающих трубах для защиты местных установок и систем от посторонних предметов, попадающих в наружные трубопроводы при их монтаже, на обратных трубах – перед водомерами.

Предохраняя от заноса посторонними предметами, грязевик вместе с тем не должен создавать больших дополнительных потерь давления.

Глава двадцать пятая

РАСЧЕТ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ

25.1. Расчет и выбор элеваторов и насосов

Уравнение характеристики водоструйного элеватора с цилиндрической камерой смешения [136]

$$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \varphi_1^2 \frac{f_1}{f_3}\left[2\varphi_2 + \left(2\varphi_2 - \frac{1}{\varphi_4^2}\right)\frac{f_1}{f_{н2}}u^2 - (2-\varphi_3^2)\frac{f_1}{f_3}(1+u)^2\right], \quad (25.1)$$

где $\Delta p_p = p_p - p_н$ – располагаемый перепад давлений перед соплом элеватора, Па; p_p, $p_н$ – давление рабочей воды перед соплом и инжектируемой воды в приемной камере, Па; $\Delta p_c = p_c - p_н$ – перепад давлений, создаваемый элеватором, Па; p_c – давление смешанной воды на выходе из диффузора, Па,

φ_1, φ_2, φ_3, φ_4 – коэффициенты скорости сопла, цилиндрической камеры смешения, диффузора, входного участка камеры смешения; f_1, f_3 – площади выходного сечения сопла и сечения цилиндрической камеры смешения, м^2; $f_{н2} = f_3 - f_1$ – площадь сечения инжектируемого потока во входном сечении цилиндрической камеры смешения, м^2; $u = G_н/G_р$ – коэффициент инжекции (смешения); $G_н$ – массовый расход инжектируемой воды, кг/с; $G_р$ – массовый расход рабочей воды, кг/с.

При проектировании элеваторных вводов, как правило, приходится встречаться со следующими задачами: определение основных размеров (диаметра камеры смешения и сопла) элеватора и перепада давлений в сопле по заданному коэффициенту смешения и сопротивлению (проводимости) отопительной системы или определение тех же основных размеров элеватора и его коэффициента смешения по заданному перепаду давления в сопле и сопротивлению (проводимости) отопительной системы.

При решении первой задачи заданными величинами являются: тепловая нагрузка отопительной системы $Q^р_о$, Вт, при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления $t^р_{но}$; температуры, °С, сетевой воды в подающем трубопроводе $t^р_{с\,под}$, смешанной воды $t^р_{от\,под}$ и воды после системы отопления $t^р_{от\,обр}$ при $t^р_н$; потери давления в системе отопления в рассматриваемом режиме $\Delta p_с$, Па.

Расчет элеватора выполняют в порядке, приведенном ниже.

Расходы сетевой G_1 и смешанной G_3 воды, кг/с:

$$G_1 = G_р = \frac{Q^р_о}{c\,(t^р_{с\,под} - t^р_{с\,обр})}; \qquad (25.2)$$

$$G_3 = \frac{Q^р_о}{c\,(t^р_{от\,под} - t^р_{от\,обр})}, \qquad (25.3)$$

где c – теплоемкость воды, Дж/(кг К) (c = = 4190 Дж/(кг · К).

Расход инжектируемой воды G_2, кг/с,

$$G_2 = G_н = G_3 - G_1. \qquad (25.4)$$

Коэффициент смешения элеватора

$$u = \frac{G_2}{G_1} = \frac{t^р_{с\,под} - t^р_{от\,под}}{t^р_{от\,под} - t^р_{от\,обр}}. \qquad (25.5)$$

Проводимость a, кг/(с · Па^{0,5}), или сопротивление $S_с$, Па · с^2/кг^2, системы отопления

$$a = \frac{G_3}{\sqrt{\Delta p_с}} = 1/\sqrt{S_с}; \qquad (25.6)$$

$$S_с = \frac{\Delta p_с}{G_3^2} = 1/a^2. \qquad (25.7)$$

Оптимальный диаметр камеры смешения, м,

$$d_3 = 0{,}16\sqrt{a} = 0{,}16/\sqrt[4]{S_с}. \qquad (25.8)$$

По найденному значению d_3 подбирают ближайший размер диаметра камеры смешения из серийных элеваторов.

Выражение для определения диаметра выходного сечения сопла d_1, м, находится путем совместного решения уравнений (25.1) и (25.6).

Это выражение при $\varphi_1 = 0{,}95$, $\varphi_2 = 0{,}975$, $\varphi_3 = 0{,}85$, $\varphi_4 = 0{,}9$ *, плотности рабочего потока $\rho_р = 1000$ кг/м^3 имеет вид:

$$d_1 = \frac{d_3}{(1+u)\sqrt{\dfrac{630 d_3^4}{a^2} + 0{,}65 - 0{,}37n\left(\dfrac{u}{1+u}\right)^2}}, \qquad (25.9)$$

где $n = \dfrac{f_3}{f_{н2}} = \dfrac{d_3^2}{d_3^2 - d_1^2}$ – поправочный коэффициент.

Определение d_1 производится методом последовательного приближения Для этого предварительно задаются величиной n (обычно $n = 1{,}05 \div 1{,}15$) и определяют d_1. После этого производится проверка предварительно принятого значения n. Если полученное при проверке значение n будет сильно отличаться от предварительно принятого, то производится повторный расчет d_1.

В формуле (25.9) проводимость a можно заменить сопротивлением, подставив $a = 1/\sqrt{S_с}$, см. формулу (25.6).

На основании формулы (25.9) составлена номограмма (рис. 25.1). По оси абсцисс этой номограммы отложены как проводимость a, так и сопротивление $S_с$ системы отопления

Перепад давлений в сопле элеватора $\Delta p_р$, Па, при $\varphi_1 = 0{,}95$ и $\rho_р = 1000$ кг/м^3

$$\Delta p_р = \frac{G_1^2}{2\varphi_1^2\left(\dfrac{\pi d_1^2}{4}\right)^2 \rho_р} = \frac{G_1^2}{1110 d_1^4}. \qquad (25\,10)$$

На основании этой формулы составлена номограмма, приведенная на рис. 25.2.

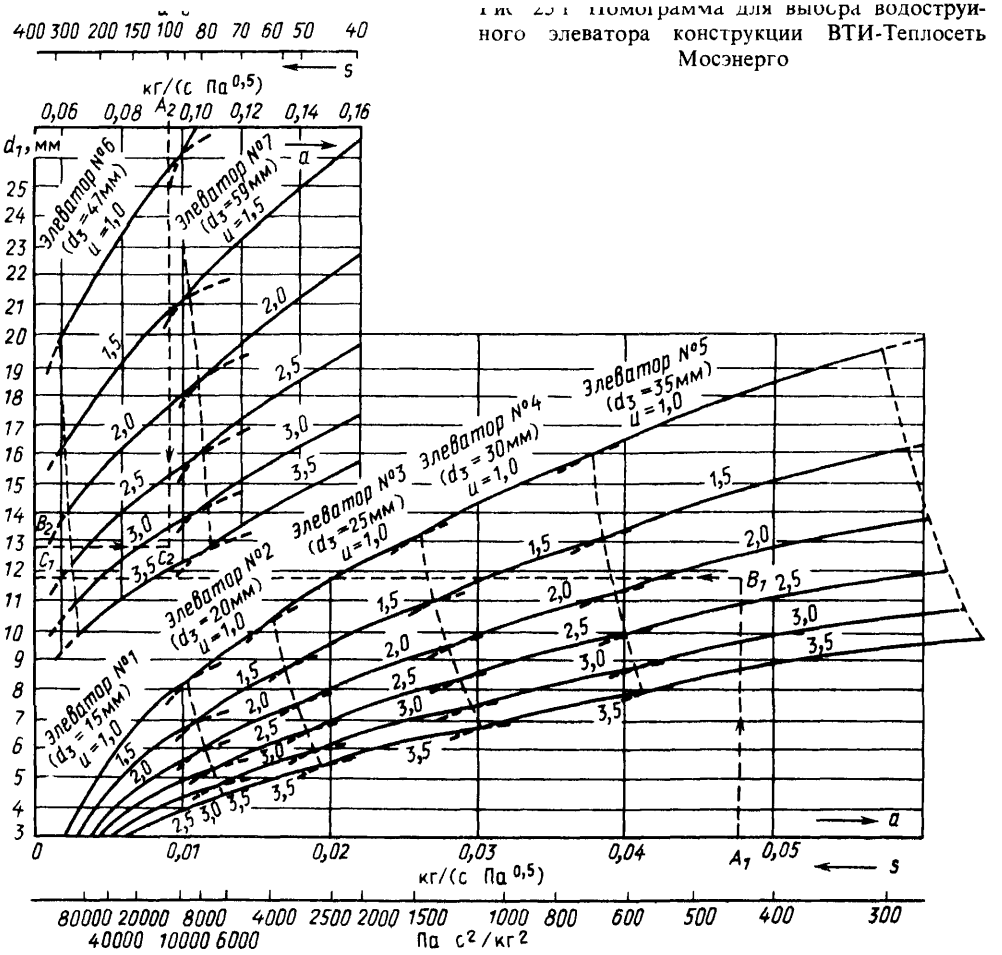
Из-за возможной неточности размеров элеватора необходимую разность давлений перед ним следует предусматривать с некоторым запасом 10 – 15 %.

Для выбора номера элеватора и определения диаметра выходного сечения сопла

---

* Значения коэффициентов скорости φ приняты с частичным учетом испытаний Теплосети Мосэнерго.

Рис 25 1 Номограмма для выбора водоструйного элеватора конструкции ВТИ-Теплосеть Мосэнерго



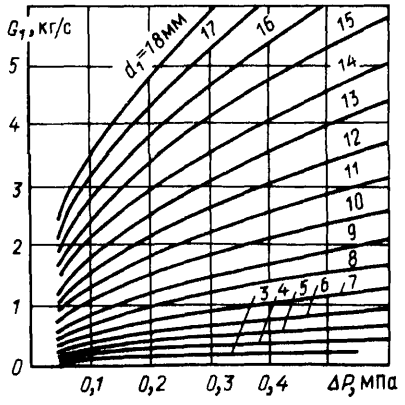


Рис 25 2 Расход воды в зависимости от диаметра сопла и перепада давления в нем

d_1 при известных коэффициенте смешения u и сопротивлении системы отопления S_c или ее проводимости a можно пользоваться номограммой рис 25 1 Например при a = = 0 0477 кг/(с Па^{0,5}) или S = 440 Па с^2/кг^2 и u = 2 2 (точки A_1 и B_1 на рис 25 1) следует выбирать элеватор № 5 с соплом диаметром d_1 = 11 7 мм (точка C_1)

Когда требуется определить размеры элеватора (d_1 и d_1) и его коэффициент смешения, заданными величинами являются расчетная тепловая нагрузка отопления Q_o^p, Вт, температуры воды $t_{o\,под}^p$, $t_{o\,под}^p$ и $t_{o\,обр}^p$ °С, падение давления в отопительной системе Δp_c, Па при известном расходе воды в ней G_3, кг/с полностью используемый в сопле располагаемый перепад давлений перед элеватором Δp_p Па Определение G_1 G_3, S_c или a и d_1 осуществляется по формулам (25 2),

(25.3), (25.7) и (25.8). Дальнейший порядок расчета приведен ниже.

Диаметр выходного сечения сопла d_1, м, определяется по формуле

$$d_1 = \frac{2\sqrt{G_1}}{\sqrt[4]{2\varphi_1^2\pi^2\rho_p\Delta p_p}} = \frac{\sqrt{G_1}}{\sqrt[4]{1110\Delta p_p}}. \qquad (25.11)$$

Вспомогательные величины для определения u вычисляются следующим образом:

$$B = 2\left[(2-\varphi_3^2) + 2S_c\rho f_3^2\right]; \qquad (25.12)$$

$$A = \frac{B}{2} - \left(2\varphi_2 - \frac{1}{\varphi_4^2}\right)\frac{f_3}{f_{н2}}; \qquad (25.13)$$

$$C = -\left(2\varphi_3\frac{f_3}{f_1} - \frac{B}{2}\right). \qquad (25.14)$$

Фактический коэффициент смешения

$$u = \frac{-B + \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A}. \qquad (25.15)$$

Фактический расход смешанной воды

$$G_{3ф} = G_1(1+u). \qquad (25.16)$$

Фактическая температура смешанной воды

$$t^{ф}_{от.под} = \frac{t^{р}_{с.под} + ut^{р}_{от.обр}}{1+u}. \qquad (25.17)$$

Значение коэффициента смешения также можно получить по номограмме (рис. 25.1). Например, при $a = 0{,}09547$ кг/(с·Па^{0,5}) (точка A_2) и $d_1 = 12{,}8$ мм (точка B_2) находим коэффициент смешения $u = 3{,}2$ (точка C_2).

В отдельных случаях на отопительных вводах может найти применение схема присоединения с включением низконапорного насоса на всасывающей линии водоструйного элеватора.

Принципиальная схема и график давления при совместной работе элеватора и центробежного насоса изображены на рис. 25.3.

На приведенном графике давлений при совместной работе элеватора и насоса приняты следующие обозначения: $p_п$, $p_о$ – давление в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети перед элеватором, Па; $\Delta p_р$ – рабочий перепад давлений в сопле элеватора, Па; $\Delta p_н$ – перепад давлений, развиваемый насосом при текущем расходе воды через него, Па; $\Delta p_в = p_п - p_о = \Delta p_р + \Delta p_н$ – располагаемый перепад давлений в тепловой сети перед элеватором, Па; $\Delta p_э$ – перепад давлений, создаваемый элеватором, Па; $\Delta p_с = \Delta p_э + \Delta p_н$ – падение давления в системе отопления, Па.

При последующих расчетах принято, что перепад давлений, развиваемый насосом $\Delta p_н$,

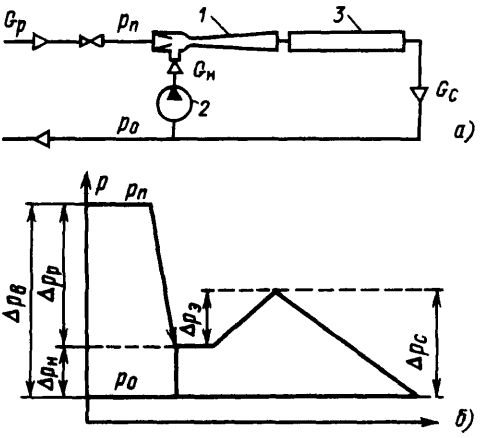


Рис. 25.3. Совместная работа элеватора и центробежного насоса:

а – принципиальная схема: *1* – элеватор; *2* – насос; *3* – система отопления; *б* – график давлений при совместной работе элеватора и насоса

Па, подчиняется следующей зависимости:

$$\Delta p_н = \Delta p_о - S_н G_н^2 = \Delta p_о - S_н u^2 G_р^2, \qquad (25.18)$$

где Δp_0 – перепад давлений, развиваемый насосом при нулевой подаче, Па; $S_н$ – внутреннее сопротивление центробежного насоса в уравнении характеристики этого насоса, Па·с^2/кг^2; $G_н$ и $G_р$ – расходы воды через насос и сопло элеватора, кг/с.

Для совместной работы элеватора и центробежного насоса возможно использование насосов типа ЦВЦ, техническая характеристика и общие данные по которым приведены в табл. 25.1.

Коэффициент смешения при совместной работе элеватора и центробежного насоса (режим 1) определяется по формуле (25.15), где вспомогательные величины A, B, C определяются следующим образом:

$$B_э = 2\varphi_1^2(2-\varphi_3^2)\left(\frac{f_1}{f_3}\right)^2; \qquad (25.19)$$

$$B = B_э + \frac{2S_c}{S_р}; \qquad (25.19а)$$

$$A_э = \frac{B_э}{2} - \varphi_1^2\left(2\varphi_2 - \frac{1}{\varphi_4^2}\right)\frac{f_1^2}{f_3 f_{н2}}; \qquad (25.20)$$

$$A = A_э + \frac{S_c}{S_р} + \frac{1}{1 - \Delta p_0/\Delta p_в}\frac{S_н}{S_р}; \qquad (25.20а)$$

$$C_э = -\left(2\varphi_1^2\varphi_2\frac{f_1}{f_3} - \frac{B_э}{2}\right); \qquad (25.21)$$

$$C = C_э + \frac{S_c}{S_р} - \frac{\Delta p_0/\Delta p_в}{1 - \Delta p_0/\Delta p_в}. \qquad (25.21а)$$

Таблица 25.1. **Основные технические данные насосов типа ЦВЦ при $n = 50с^{-1}$**

Наименование	Марка электронасоса					
	ЦВЦ 2,5-2	ЦВЦ 4-2,8	ЦВЦ 6,3-3,5	ЦВЦ 10,0-4,7	ЦВЦ 16.0-6,7	ЦВЦ 25,0-9,2
Подача, м³/ч	0,5 – 4	0,5 – 6,3	0,5 – 10	0,63 – 16	0,8 – 25	1 – 40
То же, кг/с	0,139 – 1,111	0,139 – 1,75	0,139 – 2,78	0,175 – 4,44	0,222 – 6,94	0,278 – 11,11
Напор, м	2,2 – 1,1	3,2 – 1,7	4 – 2	5,4 – 2,9	7,7 – 4	10,5 – 5
Перепад давлений, кПа	21,6 – 10,8	31,4 – 16,7	39,2 – 19,6	53 – 28,4	75,5 – 39,2	103 – 49,1
Значение						
Δp_0, кПа	25	34,7	43	57	89,2	118
$S_н$, Па с²/кг²	11 700	5900	3000	1430	915	536
Мощность электродвигателя агрегата, кВт	0,04 – 0,11	0,09 – 0,18	0,15 – 0,28	0,25 – 0,425	0,55 – 0,845	1,1 – 1,6
Общий КПД электронасоса, %	14	20	25	36	41	45
Масса, кг	8	10,3	11,3	34	38	43
Присоединительный условный диаметр патрубков насоса, мм	25	32	40	40	50	65

Здесь $S_с = \Delta p_с / G_с^2$ – сопротивление системы отопления, Па·с²/кг²; $S_р = \dfrac{\Delta p_р}{G_р^2} = \dfrac{1}{2\varphi_1^2 f_1^2 \rho_р}$ – сопротивление сопла элеватора, Па с²/кг²; $S_э$ – сопротивление элеватора (принимается по экспериментальным данным [162]), Па·с²/кг².

Расход сетевой воды через сопло элеватора (при режиме 1 – совместная работа элеватора и насоса) находится по формуле

$$G_р = \sqrt{\frac{\Delta p_в - \Delta p_0}{S_р - S_н u^2}}. \qquad (25.22)$$

Коэффициент смешения элеватора при выключенном насосе (режим 2) определяется по той же формуле (25.15), но вспомогательные величины A, B, и C принимаются следующими:

$$A = A_э + \frac{S_с}{S_р} + \frac{S_н}{S_р}; \qquad (25.23)$$

$$B = B_э + \frac{2S_с}{S_р}; \qquad (25.24)$$

$$C = C_э + \frac{S_с}{S_р}. \qquad (25.25)$$

Расход сетевой воды (при режиме 2) определяется по формуле (25.22), в которой следует принять $\Delta p_0 = 0$.

Расход воды в системе отопления при отключенном элеваторе и работе насоса (режим 3) определяется по формуле

$$G_с = \sqrt{\frac{\Delta p_0}{S_э + S_с + S_н}} \qquad (25.26)$$

В последнее время в местных тепловых пунктах находят применение элеваторы с автоматически регулируемым выходным сечением сопла. В данном случае регулирующий орган (игла внутри сопла) при своем закрытии сокращает расход сетевой воды, но одновременно вызывает увеличение коэффициента смешения элеватора. В результате этого расход смешанной воды снижается в меньшей степени, чем расход сетевой воды.

Расчет элеваторов с регулируемым сечением сопла может производиться по приведенным выше формулам для обычных элеваторов. Однако при этом надо учитывать, что коэффициент скорости сопла φ_1 уменьшается при уменьшении степени открытия сопла.

Коэффициент скорости сопла в рассматриваемом случае при конической форме иглы можно определить следующим методом [153]. Предварительно определяется площадь открытого сечения между иглой и соплом f_1, м², а затем эквивалентный диаметр $d_э$, м, зазора между конической частью иглы и соплом на длине l м (рис. 25.4) по формулам:

$$f_1 = \pi z (d - z \sin \gamma \cos \gamma) \sin \gamma, \qquad (25.27)$$

$$d_э = 4 f_1 / [\pi z (2 \sin \gamma)]. \qquad (25.28)$$

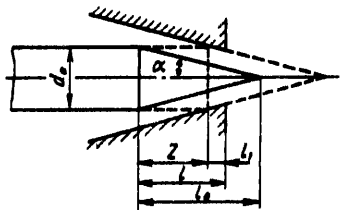


Рис. 25.4. Сопло с регулируемым выходным сечением

где d_1 – диаметр выходного отверстия сопла, м; α – угол конусности иглы и внутренней расточки сопла; z – ход (величина открытия) иглы, м; P – омываемый периметр, м; d_0 – диаметр основания иглы, м. Длина конической части иглы в сопле при полном его закрытии, м,

$$l_1 = (d_0 - d_1)/2\operatorname{tg}\alpha. \qquad (25.29)$$

Длина конической части иглы внутри сопла, м,

$$l = l_1 + z. \qquad (25.30)$$

При введенной в сопло игле коэффициент скорости его находится по формуле

$$\varphi_1 = \frac{1}{\sqrt{\dfrac{1}{\varphi_{1\text{исх}}^2} - \dfrac{2Elf_1^2}{d_э^{5,25}}}}, \qquad (25.31)$$

где $\varphi_{1\text{исх}}$ – исходный коэффициент скорости сопла (при выведенной из сопла игле), который принимается равным $\varphi_{1\text{исх}} = 0{,}95$; E – экспериментальный коэффициент, зависящий от шероховатостей внутренней поверхности сопла и поверхности иглы. Этот коэффициент можно принимать $E = 0{,}1 \cdot 10^{-3} - 0{,}2 \cdot 10^{-3}$.

25.2. Расчет схем с подогревателями

Расчет секционных трубчатых и пластинчатых водо-водяных подогревателей для тепловых пунктов включает тепловой расчет с выбором основных конструктивных размеров (для трубчатых подогревателей – это диаметр корпуса и число секций, для пластинчатых – типоразмер пластин, их число и схема включения) и гидравлический расчет подогревателя.

Для двухступенчатых схем присоединения дополнительно возникает необходимость расчета распределения тепловой производительности подогревателя горячего водоснабжения по ступеням, причем для двухступенчатой последовательной схемы присоединения расчет приходится выполнять при балансовой и максимальной производительностях с определением конечных температур воды.

В общем случае расчетная производительность водо-водяного подогревателя любого типа определяется на основании уравнения теплового баланса без учета потерь теплоты

$$Q = G_{\text{п}} c\,(t_{\text{п}}^{\text{вх}} - t_{\text{п}}^{\text{вых}}) = G_{\text{в}} c\,(t_{\text{в}}^{\text{вых}} - t_{\text{в}}^{\text{вх}}), \qquad (25.32)$$

где Q – производительность подогревателя, Вт; $G_{\text{п}}$, $G_{\text{в}}$ – расход первичной (сетевой) и вторичной (местной) воды, кг/с; c – теплоемкость сетевой и местной воды (для воды $c = 4190$ Дж/(кг · °С); $t_{\text{п}}^{\text{вх}}$ и $t_{\text{п}}^{\text{вых}}$ – температуры первичной воды на входе и выходе подогревателя °С; $t_{\text{в}}^{\text{вых}}$, $t_{\text{в}}^{\text{вх}}$ – температуры вторичной (местной) воды на выходе и входе подогревателя, °С.

Из уравнения (25.32) могут быть найдены расходы воды.

Для поверхностных подогревателей определение поверхности нагрева F, м^2, производится по формуле

$$F = Q/k\Delta t, \qquad (25.33)$$

где Δt – средний температурный напор, °С; k – коэффициент теплопередачи, Вт/(м^2 · К).

Средний температурный напор подогревателя при противотоке (применяется практически в абсолютном большинстве случаев) или прямотоке вычисляется по формуле

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\text{б}} - \Delta t_{\text{м}}}{\ln \Delta t_{\text{б}}/\Delta t_{\text{м}}}, \qquad (25.34)$$

где $\Delta t_{\text{б}}$ и $\Delta t_{\text{м}}$ – большая и меньшая разности температур сетевой и местной воды на концах подогревателя.

Коэффициент теплопередачи трубчатого или пластинчатого подогревателя при идеальном совершенстве конструкции, обеспечивающей равномерный поток по проходному сечению, и чистой поверхности нагрева может быть определен по формуле

$$k_0 \approx \frac{1}{\dfrac{1}{\alpha_1} + \dfrac{1}{\alpha_2} + \dfrac{\delta_{\text{ст}}}{\lambda_{\text{ст}}}}, \qquad (25.35)$$

где α_1, α_2 – коэффициенты теплоотдачи от сетевой воды к стенке и от стенки к местной воде, Вт/(м^2 · К); $\delta_{\text{ст}}$ – толщина стенки трубки (или пластины), м; $\lambda_{\text{ст}}$ – коэффициент теплопроводности материала стенки, Вт/(м · К).

Для расчета поверхности нагрева подогревателей рекомендуется к коэффициенту теплопередачи k_0 вводить две поправки.

Первая поправка вводится в виде коэффициента β_1, учитывающего неравномерность

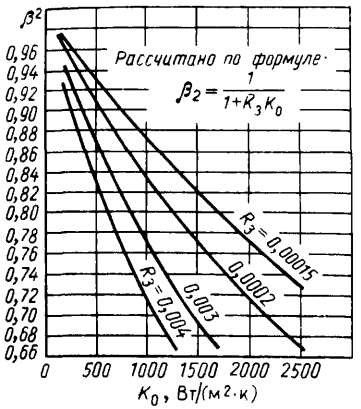


Рис. 25.5. Поправочный коэффициент β_2

поля скоростей в проходном сечении (рекомендуется принимать $\beta_1 = 0,92 \div 0,95$).

Вторая поправка вводится для учета загрязнения поверхности нагрева в виде термического сопротивления загрязнения $R_з = \delta_з/\lambda_з$, где $\delta_з$ – толщина загрязнения (с двух сторон), м; $\lambda_з$ – теплопроводность слоя загрязнения, Вт/(м·К), или в виде второго поправочного коэффициента $\beta_2 = 1/(1 + R_з k_0)$ к коэффициенту k_0.

В результате окончательная формула для определения коэффициента теплоотдачи принимает следующий вид:

$$k = \frac{\beta_1}{\frac{1}{\alpha_п} + \frac{1}{\alpha_в} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + R_з} = \frac{\beta_1}{\frac{1}{k_0} + R_з} = k_0\beta_1\beta_2. \qquad (25.36)$$

Зависимость $\beta_2 = 1/(1 + R_з k_0)$ при различных значениях $R_з$ приведена на рис. 25.5.

Для получения высокого коэффициента теплопередачи необходимо стремиться к тому, чтобы скорости обоих потоков были примерно одинаковыми. Для этой цели в трубчатых отопительных подогревателях сетевая вода направляется в трубки, а местная – в межтрубное пространство.

В трубчатых подогревателях горячего водоснабжения в трубки направляется местная вода, а в межтрубное пространство – сетевая вода. В пластинчатых подогревателях скорости потоков могут выравниваться схемой включения пластин.

Коэффициент теплоотдачи α, Вт/(м²·К), от сетевой воды к стенке или от стенки к местной воде при ее турбулентном движении вдоль трубок вычисляется на основании зависимости

$$\alpha = A\frac{w^{0,8}}{d^{0,2}}, \qquad (25.37)$$

где w – скорость воды в трубках или межтрубном пространстве, м/с; d – внутренний диаметр трубки или эквивалентный диаметр межтрубного пространства, м; A – температурный множитель.

Значение температурного множителя A в формуле (25.37) можно вычислить на основании выражения

$$A = 1630 + 21t - 0,041t^2, \qquad (25.38)$$

где t – средняя температура воды, °С.

Для различных средних температур воды $t_{ср}$ значения этого множителя приведены в табл. 25.2.

При протекании воды в трубках в формулу (25.37) подставляется внутренний диаметр $d_в$, а при протекании в межтрубном пространстве – его эквивалентный диаметр, который для секционных водо-водяных подогревателей вычисляют по формуле

$$d_э = \frac{4f_{мт}}{P} = \frac{D_в^2 - n_0 d_н^2}{D_в^2 + n_0 d_н}, \qquad (25.39)$$

где $f_{мт}$ – площадь межтрубного пространства, м²; P – омываемый периметр, м; $D_в$ – внутренний диаметр корпуса, м; $d_н$ – наружный диаметр трубки, м; n_0 – число трубок в корпусе (одноходовом).

Коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·К), от сетевой воды к стенке или от стенки к местной воде для пластинчатых подогревателей при турбулентном потоке вычисляется по формуле

$$\alpha = A\frac{w^{0,73}}{d_э^{0,27}}, \qquad (25.40)$$

$d_э$ – эквивалентный диаметр, м. Величину A можно определять по табл. 25.2.

Скорость сетевой или местной воды w, м/с, для трубчатых и пластинчатых подогревателей находится из выражения

$$w = G/f\rho, \qquad (25.41)$$

где G – расход воды, кг/с, ρ – плотность воды, кг/м³; f – площадь проходного сечения для потока воды (для трубок, межтрубного пространства или проходного сечения пластинчатого подогревателя), м².

При заданных расходе, скорости и плотности воды из выражения (25.41) можно определить площадь проходного сечения для потока воды.

Для трубчатых подогревателей поверхность нагрева одной секции $F_{сек}$, м², находится по формуле

$$F_{сек} = \pi d l n_0, \qquad (25.42)$$

где n_0 – число трубок в одной секции, шт.; l – длина одной секции, м.

Таблица 25.2. **Значения величины A в формулах (25.37) и (25.40)**

t	Трубчатые подогреватели при движении воды вдоль трубок	Пластинчатые подогреватели	
		$F_0 = 0{,}3$ м²	$F_0 = 0{,}6$ м²
0	1630	2678	3615
10	1836	2991	4038
20	2034	3308	4466
30	2223	3600	4850
40	2403	3854	5203
50	2578	4092	5524
60	2743	4326	5840
70	2899	4517	6120
80	3048	4712	6361
90	3188	4912	6631
100	3320	5086	6866
110	3443		
120	3559		
130	3666		
140	3765		
150	3855		

Для пластинчатого подогревателя поверхность нагрева одной пластины принимается по табл. 24.3.

Расчетный диаметр трубки в формуле (25.42) для секционных подогревателей

$$d = 0{,}5\,(d_н + d_в), \qquad (25.43)$$

где $d_н$, $d_в$ – наружный и внутренний диаметры трубок, м.

Число секций трубчатого подогревателя

$$z = F/F_{сек}. \qquad (25.44)$$

Число теплопередающих пластин пластинчатого подогревателя

$$z = F/F_{пл}, \qquad (25.45)$$

где $F_{пл}$ – поверхность нагрева одной теплопередающей пластины.

Падение давления в трубчатом подогревателе Δp, Па, для воды, проходящей как по трубкам, так и в межтрубном пространстве определяется по формуле

$$\Delta p = \left(\frac{\lambda L}{d} + \sum\zeta\right)\frac{w^2}{2}\rho, \qquad (25.46)$$

где d – расчетный диаметр (внутренний диаметр трубок $d_в$ для потока внутри трубок и эквивалентный диаметр $d_э$ для потока в межтрубном пространстве), м; L – длина хода воды для потока внутри трубок или в межтрубном пространстве, м; λ – коэффициент гидравлического трения для $d_в$ или $d_э$; $\sum\zeta$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений для потока внутри трубок или в межтрубном пространстве; w – скорость воды в трубках или в межтрубном пространстве, м/с; ρ – плотность воды в трубках или межтрубном пространстве, кг/м³.

Для упрощения расчетов коэффициент гидравлического трения в последней формуле как для потока в трубках, так и для потока в межтрубном пространстве можно вычислять по формуле для шероховатых труб

$$\lambda = 0{,}11\left(\frac{k_э}{d}\right)^{0.25}. \qquad (25.47)$$

Формулу для определения падения давления, Па, в одной секции подогревателя длиной l, м, для трубок и межтрубного пространства можно представить в следующем виде:

$$\Delta p_{сек} = Bw^2; \qquad (25.48а)$$

$$B = 0{,}5\left(\frac{\lambda l}{d} + \frac{\sum\zeta}{z}\right)\rho \qquad (25.48б)$$

Здесь w – скорость воды в трубках или межтрубном пространстве, м/с; $\sum\zeta/z$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений, отнесенная к одной секции; z – число секций.

Значения коэффициента местного сопротивления для потока в трубках можно принимать по табл. 25.3.

Для межтрубного пространства суммарный коэффициент местного сопротивления для одной секции длиной 4 м можно принимать по выражению

$$\sum\zeta/z = 13{,}5 f_{мт}/f_п,$$

где $f_{мт}$ – площадь сечения межтрубного пространства и $f_п$ – площадь сечения патрубка межтрубного пространства.

Значения B для водо-водяных подогревателей по ОСТ 34-588-68 приведены в табл. 25.4.

Падение давления $\Delta p_{сек}$, Па, в одной секции водо-водяных подогревателей удобно выразить через сопротивление секции S и массовый расход воды G, кг/с:

$$\Delta p_{сек} = SG^2, \qquad (25.49)$$

где $S = B/(f\rho)^2$ – сопротивление одной секции подогревателя, Па·с²/кг; f – площадь поперечного сечения потока воды в трубном или межтрубном пространстве.

Значения S для трубчатых подогревателей приведены в табл. 25.4.

Для пластинчатых подогревателей коэффициент гидравлического трения λ и падение давления Δp, Па, рекомендуется РТМ Министерства химической и нефтяной промышленности определять по формулам:

$$\lambda = C/\mathrm{Re}^{0.25}; \qquad (25.50а)$$

$$\Delta p = \frac{\lambda L_{пр}}{d_э}\frac{z\rho w^2}{2}, \qquad (25.50б)$$

Таблица 25.3. **Коэффициент местных сопротивлений ζ для потока в трубках секционного подогревателя**

Вид местного сопротивления	Значение ζ
Вход в трубки без изменения направления потока	0,35
Выход из трубок без изменения направления потока	0,55
Поворот на 180° в сварном калаче	1,1*

* Отнесено к скорости воды в калаче.

Таблица 25.4. **Значения B и S для трубчатых водо-водяных подогревателей (по ОСТ 34-588-68)**

№ подогревателя	Наружный диаметр корпуса $D_н$, мм	Длина трубок секции l, м	Значения B для потока воды, Па·с²/м²		Значение S для потока воды, Па·с²/кг	
			в трубках	в межтрубном пространстве	в трубках	в межтрубном пространстве
01	57	2	2870	7950	7480	5870
02		4	5300	12 150	13 800	9360
03	76	2	2870	8450	2460	1560
04		4	5300	12 200	4540	2240
05	89	2	2870	8300	840	1010
06		4	5300	12 500	1550	1520
07	114	2	2870	7800	355	312
08		4	5300	11 600	618	465
09	168	2	2870	7900	89	53
10		4	5300	11 200	163	75
11	219	2	2870	8650	29,6	20
12		4	5300	12 300	54,5	28,6
13	273	2	2870	8200	10,2	8,7
14		4	5300	11 600	18,7	12,3
15	325	2	2870	8000	5,3	4,0
16		4	5300	11 300	9,8	5,7

Примечание. Принято $\rho = 1000$ кг/м³.

где $Re = wd_э/\nu$ – число Рейнольдса; ν – кинематическая вязкость воды, м²/с; $L_{пр}$ – приведенная длина одного канала, м; z – число пакетов (ходов); C – постоянный коэффициент (для разборных пластин 0,3 м² C = 19,3; для пластин 0,6 м² C = 15,0).

Расчет подогревателей как для отопления, так и для горячего водоснабжения производится при наиболее низкой температуре воды в подающем трубопроводе тепловой сети, а именно в точке излома температурного графика.

В соответствии с этим при расчете отопительных подогревателей в формулы (25.32) и (25.33) необходимо подставлять тепловую нагрузку отопления $Q_{от}^{изл}$, Вт, для температуры наружного воздуха $t_н^{изл}$ в точке излома температурного графика

$$Q_{от}^{изл} = Q_{от}^{р} \frac{t_в - t_н^{изл}}{t_в - t_{но}^{р}}, \qquad (25.51)$$

где $t_в$ – внутренняя температура отапливаемых помещений, °С; $Q_{от}^{р}$ – тепловая нагрузка отопления при $t_н^{р}$, Вт.

Формулы для определения расходов сетевой и местной (вторичной) воды $G_{с.от}$ и $G_{от}$, кг/с, на отопление принимают следующий вид:

$$G_{с.от} = \frac{Q_{от}^{изл}}{c\,(t_{с\,под}^{изл} - t_{с\,обр}^{изл})}, \qquad (25.52)$$

$$G_{от} = \frac{Q_{от}^{изл}}{c\,(t_{от.под}^{изл} - t_{от\,обр}^{изл})} \qquad (25.53)$$

где $t_{с.под}^{изл}$ и $t_{с\,обр}^{изл}$ – температуры сетевой воды до и после отопительного подогревателя при $t_н^{изл}$, °С; $t_{от\,под}^{изл}$, $t_{от\,обр}^{изл}$ – температуры местной воды до и после системы отопления при $t_н^{изл}$, °С.

Температуру сетевой воды после отопительного подогревателя при расчетных условиях обычно принимают $t_{с\,обр}^{изл} = t_{от\,обр}^{изл} + (2 \div 4)$ °С.

Для подогревателей горячего водоснабжения формула для определения расхода местной воды $G_{г.в}^{м}$, кг/с, при всех схемах присоединения и максимальной тепловой нагрузке имеет вид:

$$G_{г.в}^{м} = Q_{г.в}^{м}/c\,(t_{г} - t_{х}) \qquad (25.54)$$

где $Q_{г.в}^{м}$ – максимальная тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Вт; $t_{г}$, $t_{х}$ – температура местной воды (холодной и горячей) °С.

При последовательной двухступенчатой схеме присоединения возникает необходимость определения расхода местной воды при балансовой тепловой нагрузке горячего водоснабжения $G_{г.в}^{б}$. Для этого используется формула (25.54), но в нее подставляют балансовую нагрузку $Q_{г.в}^{б}$.

Расчетный расход сетевой воды $G_{с.г}$, кг/с, для подогревателей горячего водоснабжения в зависимости от схемы присоединения при

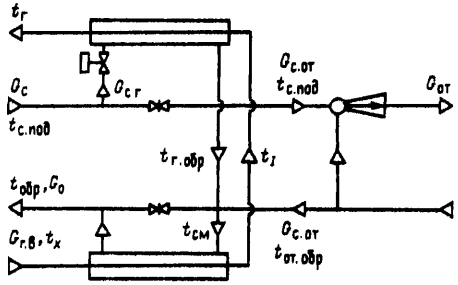


Рис. 25.6. Смешанная двухступенчатая схема присоединения

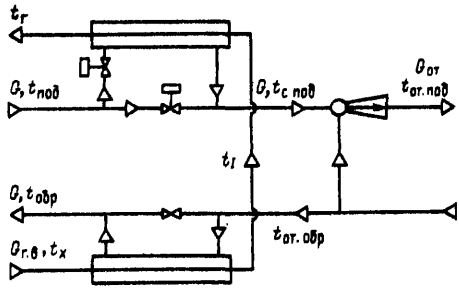


Рис. 25.7. Последовательная двухступенчатая схема присоединения

$Q^{м}_{г.в}$ и $t^{изл}_{н}$ определяется следующим образом:

а) при параллельной схеме присоединения

$$G^{м}_{с.г} = \frac{Q^{м}_{г.в}}{c\,(t^{изл}_{с.под} - t^{изл}_{г.обр})}; \qquad (25.55)$$

б) при смешанной двухступенчатой схеме присоединения (рис. 25.6)

$$G^{м}_{с.г} = \frac{Q^{м}_{II}}{c\,(t^{изл}_{с.под} - t^{изл}_{г.обр})} =$$

$$= \frac{Q^{м}_{г.в}\,(t_I - t^{изл}_{I})/(t_I - t_х)}{c\,(t^{изл}_{с.под} - t^{изл}_{г.обр})}. \qquad (25.56)$$

Здесь $Q^{м}_{II}$ – максимальная производительность II ступени подогревателя при $t^{изл}_{н}$, Вт; $t^{изл}_{с.под}$ – температура сетевой воды в подающем трубопроводе при $t^{изл}_{н}$; $t^{изл}_{г.обр}$ – температура сетевой воды после подогревателя горячего водоснабжения (параллельная схема присоединения) или после II ступени подогревателя (смешанная схема присоединения) при $t^{изл}_{н}$, °С; $t^{м}_{I}$ – расчетная температура местной воды после I ступени подогревателя при $Q^{м}_{г.в}$ и $t^{изл}_{н}$.

Для расчетных условий при смешанной двухступенчатой схеме присоединения принимают $t^{изл}_{г.обр} = t^{изл}_{от.обр}$ и $t^{м}_{I} = t^{изл}_{от.обр} - \delta$, где $t^{изл}_{от.обр}$ – температура воды после системы отопления при $t^{изл}_{н}$ и δ – недогрев местной воды в I ступени подогревателя (принимают $\delta = 6 \div 10$ °С). В тех случаях, когда на тепловом пункте установлен отопительный подогреватель, расчетную температуру местной воды после I ступени подогревателя принимают

$$t^{м}_{I} = t^{изл}_{с.обр} - \delta.$$

Максимальная тепловая производительность $Q^{м}_{I}$ I ступени подогревателя для смешанной двухступенчатой схемы присоединения составляет

$$Q^{м}_{I} = Q^{м}_{г.в} - Q^{м}_{II}, \qquad (25.57)$$

где $Q^{м}_{I}$ – производительность I ступени подогревателя при максимальной нагрузке горячего водоснабжения. Суммарный расход сетевой воды в этой ступени

$$G_с = G_{г.в} + G_{от}. \qquad (25.58)$$

Основная особенность расчета подогревателя горячего водоснабжения при последовательной двухступенчатой схеме присоединения (рис. 25.7) состоит в том, что определение расхода сетевой воды (одинакового как в I и II ступенях подогревателя, так и для отопительного ввода) и параметра Φ_I I ступени подогревателя ведется по балансовой нагрузке горячего водоснабжения, а затем весь последующий расчет I и II ступеней подогревателя выполняется по максимальной нагрузке горячего водоснабжения $Q^{м}_{г.в}$ при расходе сетевой воды, равном расчетному на отопление.

В соответствии с этим балансовые производительности I и II ступеней подогревателя $Q^{б}_{I}$ и $Q^{б}_{II}$, Вт, при $t^{изл}_{н}$ и расчетный расход сетевой воды G, кг/с, определяются по формулам:

$$Q^{б}_{II} = Q^{б}_{г.в}\,(t_г - t^{б}_{I})/(t_г - t_х); \qquad (25.59)$$

$$Q^{б}_{I} = Q^{б}_{г.в} - Q^{б}_{II}; \qquad (25.60)$$

$$G = \frac{Q^{изл}_{от} + Q^{б}_{II}}{c\,(t^{изл}_{под} - t^{б}_{от.обр})}, \qquad (25.61)$$

где $Q^{б}_{г.в} = Q^{ср}_{г.в}\varkappa_б$ – балансовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Вт; $Q^{ср}_{г.в}$ – средненедельная тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Вт (задается или вычисляется из выражения $Q^{м}_{г.в} = Q^{ср}_{г.в}\varkappa_ч$); $\varkappa_б$ – балансовый коэффициент (для закрытых тепловых сетей $\varkappa_б = 1{,}2$); $\varkappa_ч$ – коэффициент часовой неравномерности (для жилых зданий $\varkappa_ч = 2 \div 2{,}2$); $t^{б}_{I}$ – температура местной воды после I ступени подогревателя при балансовой нагрузке

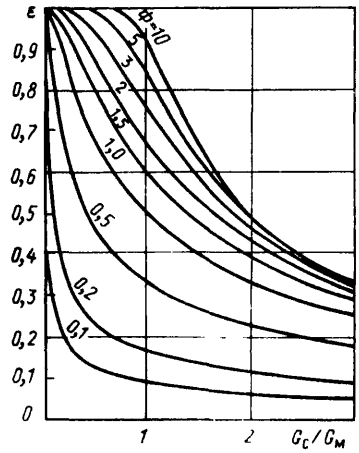


Рис. 25.8. Величина $\varepsilon = f\left(\frac{G_c}{G_м}\Phi\right)$

$Q^0_{г\,в}$ и $t^{изл}_н$ ($t^б_I = t^{изл}_{от\,обр} - \delta$, где $\delta = 5 \div 8$ °С); $t^{изл}_{под}$ – температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловой сети, работающей по специальному повышенному графику, °С (обычно $t^{изл}_{под} = 75 \div 80$ °С), $t^б_{от\,обр}$ – температура после системы отопления при балансовой нагрузке, принимаемая равной той же температуре по традиционному отопительному графику при $t^{изл}_н$, °С

Температура сетевой воды за I ступенью подогревателя при $Q^б_{г\,в}$ находится.

$$t^б_{обр} = t^б_{от\,обр} - Q^б_I/Gc. \qquad (25.62)$$

По известным температурам сетевой и местной воды при балансовой нагрузке находится температурный напор $\Delta t^б_I$ для I ступени, формула (25.34), а затем параметр Φ_I I ступени подогревателя по формуле

$$\Phi_I = \frac{Q^б_I}{c\,\Delta t^б_I \sqrt{G G^б_{г\,в}}}, \qquad (25.63)$$

где $G^б_{г\,в}$ – расход местной воды при $Q^б_{г\,в}$.

После этого переходят к расчету ступеней подогревателя при максимальной тепловой нагрузке горячего водоснабжения $Q^м_{г\,в}$ при $t^{изл}_н$. Расчет начинают с определения вспомогательной величины μ_1 и безразмерной удельной тепловой нагрузки ε_I I ступени подогревателя по формулам:

$$\mu_1 = \Phi_I\left(\frac{G}{G^м_{г\,в}} - 1\right)\Big/\sqrt{\frac{G}{G^м_{г\,в}}}; \qquad (25.64)$$

$$\varepsilon_I = (1 - e^{\mu_1})\Big/\left(1 - \frac{G}{G^м_{г\,в}}\right)e^{\mu_1}. \qquad (25.65)$$

Безразмерная удельная тепловая нагрузка системы отопления вычисляется по формуле

$$\varepsilon_o = \frac{1}{\dfrac{0{,}5 + u}{1 + u} + \dfrac{[0{,}5(t^{изл}_{от\,под} + t^{изл}_{от\,обр}) - t_в]\,\varphi}{t^{изл}_{под} - t^{изл}_{от\,обр}}}, \qquad (25.66)$$

где $t^{изл}_{от\,под}$ и $t^{изл}_{от\,обр}$ – температуры воды до и после нагревательных приборов отопления при $t^{изл}_н$ по традиционному отопительному графику, °С, u – коэффициент смешения, φ доля расхода воды на отопление от нормального при $t^р_{но}$, $t_в$ – температура воздуха в помещении

Для определения величины ε_I можно воспользоваться рис. 25.8. Суммарный перепад температур сетевой воды в обеих ступенях подогревателя $\delta t_{с\,г}$ при $Q^м_{г\,в}$ находится

$$\delta t_{с\,г} = Q^м_{г\,в}/Gc. \qquad (25.67)$$

По известным величинам $t_{под}$, t_x, $t_н$, $\delta t_{с\,г}$, ε_I, ε_o определяется температура воды после системы отопления при максимальной тепловой нагрузке горячего водоснабжения на основании зависимости

$$t^м_{от\,обр} = \frac{(t_{под} - \delta t_{с\,г} - \varepsilon_I t_x)(1 - \varepsilon_o) + t_н \varepsilon_o}{1 - \varepsilon_I(1 - \varepsilon_o)} \qquad (25.68)$$

Производительности I и II ступеней подогревателя при $Q^м_{г\,в}$ определяются по формулам:

$$Q^м_I = \varepsilon_I Gc(t^м_{от\,обр} - t_x), \qquad (25.69)$$

$$Q^м_{II} = Q^м_{г\,в} - Q^м_I. \qquad (25.70)$$

Неизвестные температуры воды при нагрузке $Q^м_{г\,в}$ определяются по следующим формулам:

$$t^м_{с\,под} = t_{под} - Q^м_{II}/Gc, \qquad (25.71)$$

$$t^м_{обр} = t^м_{от\,обр} - Q^м_I/Gc, \qquad (25.72)$$

$$t^м_I = t_x + Q^м_I/G^м_{г\,в}c \qquad (25.73)$$

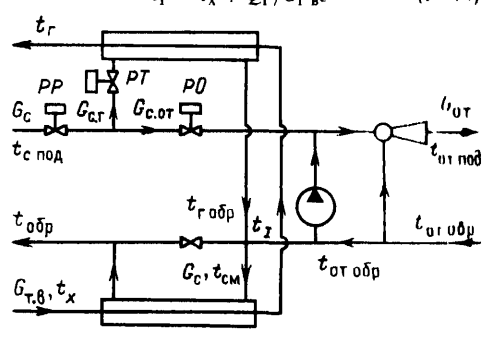


Рис. 25.9. Смешанная схема присоединения с ограничением расхода воды

Далее по приведенным выше формулам определяются для каждой ступени подогревателя при нагрузке $Q_{г\,в}^{м}$ температурный напор Δt, коэффициент теплопередачи k, поверхность нагрева F и число секций (пакетов) подогревателя z.

Приведенная выше методика расчета ориентирована на расчет подогревателя при последовательной двухступенчатой схеме и зависимой схеме присоединения отопления. В случае присоединения отопления по независимой схеме необходимо в формулах вместо $t_{от\,обр}^{изл}$ подставлять $t_{с\,обр}^{изл}$.

При расчете подогревателей в случае смешанной схемы с ограничением расхода сетевой воды (рис. 25.9) удобно задаваться долей расхода сетевой воды на отопление φ в период максимума нагрузки на горячее водоснабжение.

Нагрузка системы отопления в этом случае определяется по формуле

$$Q_{от} = \varepsilon_{о} G_{с\,от} c (t_{с\,под} - t_{в}). \qquad (25.74)$$

В остальном расчет этой схемы мало чем отличается от расчета смешанной схемы без ограничения расхода сетевой воды.

Глава двадцать шестая

НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ

26.1. Общие положения. Технологические схемы насосных станций

Насосные станции в тепловых сетях предназначены для увеличения располагаемого напора, повышения расхода теплоносителя и изменения давления в трубопроводах тепловой сети. Насосные станции повышают давление в подающем трубопроводе и снижают в обратном.

Автоматизация и телемеханизация насосных станций должны обеспечивать бесперебойную работу станции в отсутствие постоянного обслуживающего персонала. В начальный период эксплуатации (1–2 года) насосные станции обычно находятся под постоянным наблюдением эксплуатационного персонала, что необходимо учитывать при компоновке помещений.

В здании насосной станции предусматриваются: машинный зал, в котором размещаются насосные агрегаты; помещение распределительных устройств; щитовое помещение; трансформаторные камеры; мастерская для производства мелкого ремонта; помещения для эксплуатационного персонала; санитарный узел. При компоновке здания следует учитывать возможность расширения машинного зала. Помещение распредустройств, щитовое помещение, трансформаторные камеры располагают с одного торца машинного зала.

Расстояния от насосной станции до жилых и общественных зданий принимаются с учетом норм допустимого уровня шума в жилой застройке.

К зданию насосной станции необходимо предусмотреть подъезд с твердым дорожным покрытием для автомобильного транспорта.

Принципиальные схемы насосных станций приведены на рис. 26.1, *а* и 26.2, *а*.

Коллекторы трубопроводов и запорная арматура в насосных станциях тепловых сетей в отличие, например, от насосных станций системы водоснабжения, не резервируются.

Отдельные насосы с арматурой и измерительными приборами, установленными на их напорных и всасывающих патрубках, должны отключаться от коллекторов задвижками (на рисунках не показаны). В подкачивающих насосных станциях в зависимости от режима работы сети на трубопроводах подающей и обратной сетевой воды могут быть установлены регулятор давления, регулятор рассечки, обратный и сбросной клапаны. Обратные клапаны, а также регулирующие клапаны и другие устройства, в которых происходят потери давления, устанавливают на напорных трубопроводах насосов. Их не рекомендуется располагать на всасывающих линиях насосов во избежание кавитации.

При регулировании напора насосов дросселированием регулятор устанавливается на напорном коллекторе подающего либо обратного трубопровода. Если насосы располагаются на обратной линии, то регулятор давления, установленный на напорном коллекторе, поддерживает заданное давление во всасывающем коллекторе обратной линии. При регулировании напора насосов перепуском регулятор давления устанавливается на обводе насосов.

Обводную линию вокруг насосов рекомендуется предусматривать также для сохранения циркуляции в тепловых сетях в период остановки насосов. В этом случае на обводной линии устанавливается обратный клапан. В период работы насосной станции обратный клапан под действием избыточного давления в напорной линии остается закрытым. При остановке насосов обратный клапан открывается и позволяет осуществить циркуляцию в тепловых сетях за насосной станцией. В рассматриваемом случае необходимо выполнить проверку давления у потребителей в режимах работы тепловой сети с отключенными подкачивающими насосами.

Грязевик располагается перед защищаемым от загрязнения оборудованием и приборами (считая по ходу теплоносителя).

На трубопроводах подающей и обратной сетевой воды на входе и выходе из насосной станции должна устанавливаться отключающая арматура (задвижки).

На случай рассечки тепловой сети на гидравлически независимые зоны для восполнения потерь сетевой воды с утечками в схеме насосной станции предусматривается линия подпитки. На линии подпитки устанавливаются подпиточные насосы с обратными клапанами на их напорных патрубках, регулятор давления (подпитки), водомер для замера расхода сетевой воды с утечками и запорная арматура (задвижки, клапаны).

Запорная арматура позволяет осуществить ремонт или произвести замену оборудования и арматуры, установленных на подпиточной линии, без выключения всей насосной.

При давлении в обратной линии тепловой сети, обеспечивающем поддержание заданного статического давления в отсеченной зоне, подпиточные насосы и обратные клапаны на линии подпитки не устанавливаются.

26.2. Подбор насосов

Суммарная подача рабочих насосов $G_н$ определяется по формуле

$$G_н = G_0 + G_в + aG^{ср}_{г.в}, \qquad (26.1)$$

где G_0 – расчетный расход сетевой воды на отопление; $G_в$ – расчетный расход сетевой воды на вентиляцию; $G^{ср}_{г.в}$ – среднечасовой расход сетевой воды на горячее водоснабжение; a – коэффициент, принимаемый в зависимости от системы (закрытая, открытая) и вида трубопровода (подающий, обратный), на котором установлены подкачивающие насосы.

Значения коэффициента a принимаются:

для закрытых систем теплоснабжения независимо от вида трубопровода, на котором располагаются подкачивающие насосы, $a = 1$;

для открытых систем теплоснабжения при установке насосов на подающем трубопроводе $a = 1{,}2$;

для открытых систем теплоснабжения при установке насосов на обратном трубопроводе $a = 0{,}6$.

Суммарная подача перекачивающих насосов в летний период $G^{л}_{н}$

$$G^{л}_{н} = \beta G^{м}_{г.в}, \qquad (26.2)$$

где β – коэффициент, характеризующий снижение расхода сетевой воды на горячее водоснабжение в летний период ($\beta = 0{,}8$); $G^{м}_{г.в}$ – максимально-часовой расход воды на горячее водоснабжение.

Напор подкачивающей насосной станции $H_{нс}$ определяется как разность напоров в подающей (или обратной) линии до и после насосной станции.

В случае переменного гидравлического режима работы тепловой сети (например, при параллельной работе источников теплоты) производительность и напор насосной станции следует определять при заданном расчетном режиме и проверять с учетом конкретных условий при других нерасчетных режимах работы тепловой сети.

При известном напоре насосной станции $H_{нс}$ напор насосов определяется по формуле

$$H_н = H_{нс} + \Delta H_к + \sum H_р, \qquad (26.3)$$

где $\Delta H_к$ – потери напора в коммуникациях насосной станции; $\sum H_р$ – сумма потерь напора в полностью открытых регуляторах (при их последовательной установке).

Если точные данные отсутствуют, потеря напора в коммуникациях может быть принята равной 10 – 15 м, потеря напора в полностью открытом регуляторе типа РК – равной 5 – 10 м.

Минимальное число рабочих подкачивающих насосов в насосных станциях принимается равным двум. Независимо от числа рабочих насосов в насосных станциях должна быть предусмотрена установка одного резервного насоса. При выборе числа насосов следует учитывать, что увеличение единичной мощности насосных агрегатов с одновременным уменьшением их числа позволяет снизить капитальные вложения в насосные установки и строительные конструкции насосных станций, а также ведет к повышению их КПД. Одновременно это приводит (в случае дроссельного регулирования)

к увеличению потерь энергии при переменном режиме работы.

Подача подпиточных насосов $G_{п.н}$ принимается равной:

$$G_{п.н} = C'(V'_{т.с} + V_м) + C''V''_{т.с} + 1{,}2G^{ср}_{г.в(1)} + G^{м}_{г.в(2)}, \quad (26.4)$$

где C' – коэффициент, определяющий потери сетевой воды с утечками в долях суммарного объема воды в магистральных и распределительных тепловых сетях и местных системах потребителей теплоты; C'' – то же в транзитных сетях; $V'_{т.с}$ – суммарный объем воды в трубопроводах магистральных и распределительных тепловых сетей; $V''_{т.с}$ – то же в транзитных сетях; $V_м$ – объем воды в местных системах отопления и горячего водоснабжения; $G^{ср}_{г.в(1)}$ – суммарный среднечасовой расход воды на горячее водоснабжение отдельных потребителей либо районов теплопотребления, снабженных баками-аккумуляторами, расположенными на тепловых пунктах либо в тепловых сетях за насосной станцией (при открытой системе теплоснабжения); $G^{м}_{г.в(2)}$ – максимально-часовой расход воды у остальных потребителей открытой системы.

Значение коэффициента C' принимается равным 0,005, а $C'' = 0{,}0075$.

Объем воды в тепловых сетях и местных системах приведен в табл. 26.1.

Для закрытых систем $G^{ср}_{г.в(1)} = 0$ и $G^{м}_{г.в(2)} = 0$. Для открытых систем с баками-аккумуляторами, установленными только на источнике теплоты, $G^{ср}_{г.в(1)} = 0$, а $G^{м}_{г.в(2)}$ равняется сумме максимально-часовых расходов воды на горячее водоснабжение всех потребителей открытой системы.

Напор подпиточных насосов:

в статическом режиме

$$H_{ст} = H'_{ст} - H''_{ст} + \Delta H_п, \quad (26.5)$$

в рабочем режиме при рассечке тепловой сети на зоны

$$H_{раб} = H'_{ст} - H''_{обр} + \Delta H_п, \quad (26.6)$$

где $H'_{ст}$ – статический напор в отключенной зоне; $H''_{ст}$ – статический напор в смежной зоне (т. е. в зоне, из которой осуществляется подпитка отключенной зоны); $H''_{обр}$ – напор в обратной линии смежной зоны при рассечке в случае сохранения циркуляции в этой зоне; $\Delta H_п$ – потери напора в подпиточной линии, включая потери напора в полностью открытом регуляторе подпитки.

За расчетную величину напора принимается наибольшее его значение в рабочем либо статическом режиме.

Таблица 26.1. **Ориентировочные данные об объемах воды в тепловых сетях и местных системах (на единицу тепловой нагрузки)**

Потребители	Объем воды, м³/МВт		
	в тепловых сетях	в местных системах	
		отопления	горячего водоснабжения
Жилые районы	10–20*	25	5
Промышленные предприятия	8–15	15	–

* Объемы воды в тепловых сетях даны без учета транзитных тепломагистралей.

Минимальное число рабочих подпиточных насосов, устанавливаемых в насосных станциях принимается: в закрытых системах – один, в открытых – два насоса.

Как при открытой, так и при закрытой системе теплоснабжения в насосной станции предусматривается один резервный подпиточный насос.

Допускается в насосных станциях с суммарным расходом сетевой воды 600–700 м³/ч и менее установка одного рабочего подпиточного насоса без резерва в закрытых системах и двух насосов (одного рабочего и одного резервного) в открытых системах.

Мощность электродвигателя насосной установки N, кВт, рассчитывается по формуле

$$N = \frac{GH}{367\eta_н\eta_э}, \quad (26.7)$$

где G – расход воды, т/ч; H – напор насосов, м; $\eta_н$ и $\eta_э$ – КПД насоса и электродвигателя.

Максимальный КПД насоса составляет 0,6–0,75 для насосов малой и средней подачи и 0,8–0,9 для крупных насосов. Теоретически наиболее экономичным способом регулирования подачи и напора насосов является изменение частоты вращения рабочего колеса. Для этого могут быть использованы электродвигатели с изменяемой частотой вращения, гидромуфты, электромагнитные муфты и пр.

Пересчет основных характеристик насоса при изменении частоты вращения производится по формулам:

$$G_1/G_2 = n_1/n_2; \quad (26.8)$$

$$H_1/H_2 = n_1^2/n_2^2; \quad (26.9)$$

$$N_1/N_2 = n_1^3/n_2^3, \quad (26.10)$$

где G_1, H_1, N_1 – соответственно расход, напор и мощность насоса при частоте вра-

Обводную линию вокруг насосов ремонтируют; G_2, H_2, N_2 – то же при частоте вращения n_2.

В отечественной практике способ регулирования производительности насосов путем изменения частоты вращения не нашел широкого применения из-за его сложности и высокой стоимости.

Регулирование напора и подачи насосов обычно осуществляется дросселированием либо перепуском сетевой воды по перемычке между напорным и всасывающим трубопроводами. При дросселировании регулирующий клапан устанавливается на напорном трубопроводе, а в случае регулирования перепуском – на перемычке между напорным и всасывающим трубопроводами.

В обоих вариантах регулирования имеют место непроизводительные затраты энергии. При дросселировании эти затраты вызваны потерями напора в полностью открытом регуляторе и дополнительными потерями напора в процессе регулирования, а при регулировании перепуском – увеличением подачи насосов на величину расхода воды в обводной линии.

При постоянном режиме работы насосной установки для уменьшения подачи и напора насосов (в том случае, когда они не соответствуют требуемым значениям) производится обточка рабочих колес.

Параметры насосов при обточке определяются путем пересчета по формулам:

$$G_1/G_2 = (D_1/D_2); \qquad (26.11)$$

$$H_1/H_2 = (D_1/D_2)^2, \qquad (26.12)$$

где G_1 и H_1 – соответственно подача и напор при диаметре рабочего колеса D_1; G_2 и H_2 – то же при диаметре колеса D_2.

26.3. Автоматизация насосных станций

Автоматизация подкачивающей насосной станции, установленной на обратном или подающем трубопроводе, обеспечивает:

ввод в действие резервного насосного агрегата при аварийном отключении рабочего;

автоматическое закрытие напорной задвижки рабочего насоса при его отключении и открытие соответствующей задвижки резервного насоса при его включении (в случае пуска насосов при закрытой напорной задвижке);

включение резервного источника питания при падении напряжения в основном источнике;

регулирование давления во всасывающем коллекторе насосов, установленных на обратном трубопроводе;

рассечку тепловой сети на гидравлически независимые зоны, если в статическом режиме либо в рабочем режиме (при отключенной подкачивающей насосной) давление в тепловой сети превышает допустимое;

поддержание заданного давления в статическом режиме в отключенной от источника тепла зоне;

включение дренажного насоса (если предусмотрена его установка в здании подкачивающей насосной) при достижении заданного максимального уровня и отключение при минимальном уровне воды в дренажном приямке.

В ряде случаев с учетом конкретных условий (мощности насосной станции, повышенных требований к ее надежности, режима работы и т. д.) могут дополнительно предусматриваться: отключение рабочих агрегатов при повышении температуры подшипников насоса и при перегреве обмоток электродвигателя, а также установка регулятора давления на подающей линии с целью стабилизации гидравлического режима сети.

Для определения характера внешнего воздействия и его причины работа автоматических устройств должна производиться в определенной последовательности с необходимой выдержкой времени.

Включение резервного насосного агрегата при останове рабочего выполняется схемой автоматического включения резерва (АВР). В схеме АВР ввод в действие резервного агрегата предусматривается как при падении давления в напорном патрубке рабочего насоса, фиксируемом контактным манометром, так и при исчезновении напряжения в обмотке электродвигателя.

Для закрытия (открытия) задвижки на напорном патрубке насоса при его отключении (включении) производится блокировка электродвигателей насоса и задвижки. Переход на резервный источник питания осуществляется схемой автоматического резервирования электроснабжения (ЭАВР). В схеме ЭАВР предусматривается автоматическое включение секционного выключателя при исчезновении напряжения на одной из секций 6 – 10 кВ.

Необходимость в установке регулятора давления в насосной на обратном трубопроводе определяется тем, что давление в системах отопления, присоединенных по зависимой схеме, непосредственно зависит от давления в обратной линии тепловой сети, а диапазон допустимых колебаний давления в этой линии относительно невелик.

В тепловых сетях для регулирования давления и осуществления рассечки тепловой сети на независимые зоны обычно используются гидравлические регуляторы. Важным преимуществом гидравлических регуляторов перед регуляторами, использующими электрическую энергию, является их независимость от источников энергоснабжения. Однако в ряде случаев приборы электрической автоматики оказываются проще и надежнее в работе, чем соответствующие приборы гидравлической.

Работоспособность гидравлической автоматики может сохраняться в течение длительного времени в том случае, когда регуляторы постоянно находятся в работе. В связи с этим регуляторам рассечки, устанавливаемым в тепловых сетях и в насосных станциях, целесообразно придавать дополнительные функции (в частности, поддержание заданного давления). Вместе с тем при выполнении регуляторами нескольких различных функций усложняется схема автоматизации, что также может привести к снижению надежности их работы.

В насосных станциях для регулирования давления и выполнения рассечки широко применяются приборы, разработанные Союзтехэнерго.

На рис. 26.1 приведена схема автоматизированной насосной станции с подкачивающими насосами на подающей линии (применяется при подключении к сети высокорасположенных потребителей).

В схеме предусматривается установка регулятора давления *РД* и обратного клапана *ОК* на подающей линии, регулятора давления и рассечки *РДиР* на обратной линии и подпиточных насосов с регулятором подпитки *РП* на обводе регулятора рассечки. Обратный клапан и регулятор давления и рассечки *РДиР* обеспечивают автоматическую рассечку сети на две гидравлически независимые зоны при останове насосов.

Установка обратного клапана последовательно (по ходу воды) с обратными клапанами на напорных патрубках сетевых насосов объясняется снижением в процессе эксплуатации плотности посадки обратных

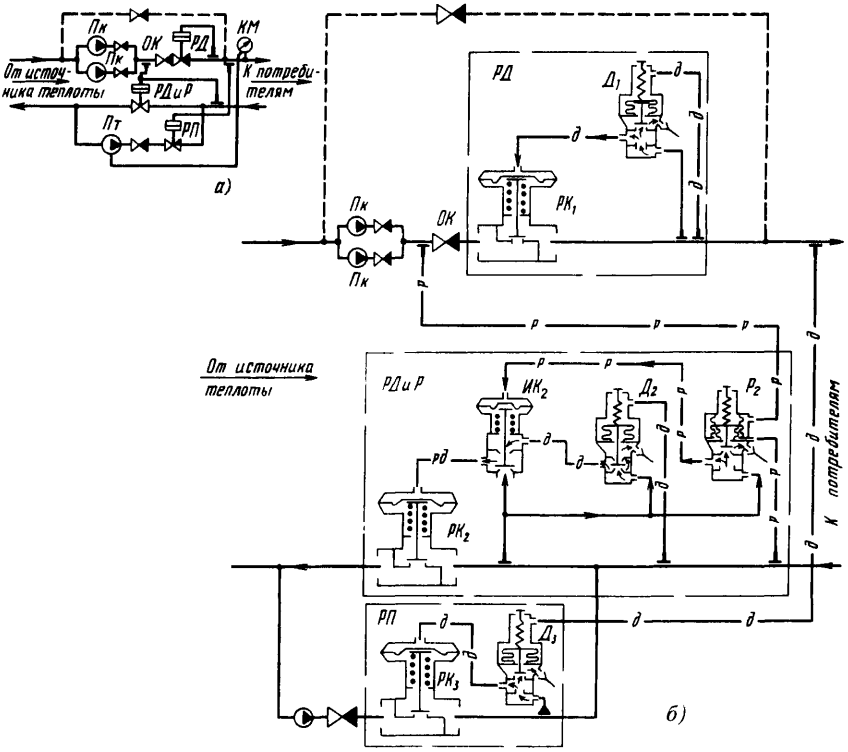


Рис. 26.1. Схема гидравлической автоматики насосной станции с подкачивающими насосами на подающей линии:

а – принципиальная схема, *б* – функциональная схема

Обводную линию вокруг клапанов, установленных на напорных патрубках насосов.

Установка обратного клапана вместо регулятора рассечки позволяет упростить схему регулирования. Вместе с тем при установке обратного клапана не всегда может быть обеспечена достаточная скорость рассечки сети на гидравлически независимые зоны.

Регулятор давления «после себя», установленный на подающей линии, состоит из регулирующего клапана $РК_1$ и реле РД-3а (обозначено $Д_1$), осуществляющего управление работой регулирующего клапана по импульсу давления в подающем трубопроводе. При повышении давления в подающей линии клапан реле прикрывает сопло, через которое осуществляется сброс воды, поступающей к гидроприводу клапана. В результате повышается давление над мембраной клапана и клапан прикрывается.

В состав регулятора давления и рассечки *РДиР* входят: регулирующий клапан $РК_2$, два реле РД-3а (обозначены $Д_2$ и $Р_2$) и импульсный клапан *ИК*.

Реле $Д_2$ управляет перемещением клапана, обеспечивая поддержание заданного давления в обратной линии в рабочем режиме, реле $Р_2$ подает сигнал на рассечку или переход к нормальному рабочему режиму, а импульсный клапан $ИК_2$ производит переключение клапана с одного режима работы на другой.

В нормальном рабочем режиме импульсный клапан перекрывает линию, по которой рабочая вода может поступать к гидроприводу регулирующего клапана. При этом давление от реле $Д_2$ без искажения проходит через импульсный клапан и воздействует на мембрану регулирующего клапана.

При падении давления в подающей линии, вызванном остановом насосов, откроется сопло реле $Р_2$, что приведет к снижению давления над мембраной импульсного клапана. Вследствие этого прекратится поступление к регулирующему клапану импульса от реле $Д_2$, давление рабочей воды будет непосредственно воздействовать на мембрану регулирующего клапана и клапан полностью перекроет обратный трубопровод.

При вводе в действие насосов повысится давление в подающей линии, в результате чего прекратится поступление рабочей воды к гидроприводу регулирующего клапана РК-2 и регулятор перейдет на нормальный режим работы. При этом регулирующий клапан по команде реле $Д_2$ будет поддерживать требуемое давление в обратном трубопроводе.

Если пьезометрический график позволяет осуществить циркуляцию в зоне высокорасположенных потребителей при неполной рассечке, регулятор давления и рассечки *РДиР* на обратном трубопроводе может быть настроен на такую рассечку соответствующим подбором сечений дросселей, установленных на линиях подачи рабочей воды. Одновременно для осуществления циркуляции по подающему трубопроводу при неполной рассечке предусматривается обводная линия вокруг насосов (показана штриховой линией) с установленным на ней обратным клапаном.

Регулятор подпитки *РП* обеспечивает поддержание заданного давления в отсеченной зоне. При падении давления в подающей линии реле $Д_3$ этого регулятора увеличивает слив рабочей воды, поступающей к регулирующему клапану $РК_3$, что ведет к уменьшению давления над мембраной этого клапана и увеличению расхода подпиточной воды. При возрастании давления в подающем трубопроводе все действия выполняются в обратном порядке.

На рис. 26.2 приведена схема гидравлической автоматики насосной станции с подкачивающими насосами на обратной линии. Насосная станция снижает давление в тепловых сетях у низкорасположенных потребителей.

В схему автоматизации входят: регулятор давления «до себя» *РД* и обратный клапан *ОК*, установленные на обратном трубопроводе, регулятор давления и рассечки *РДиР* на подающем трубопроводе и регулятор подпитки *РП*.

Управление перемещением клапана $РК_1$ регулятора давления «до себя» осуществляет реле $Д_1$ по импульсу давления в обратной линии в точке *О*. Указанное реле при повышении давления в трубопроводе сетевой воды снижает давление над мембраной регулирующего клапана, что приводит к его открытию и соответствующему снижению давления в точке *О*.

Принцип работы регулятора давления и рассечки *РДиР* в основном аналогичен описанному выше.

В нормальном рабочем режиме управление перемещением клапана $РК_2$ осуществляет реле $Д_2$. Реле корректирует давление в гидроприводе регулятора $РК_2$ в зависимости от давления в точке *А* подающего трубопровода.

При останове подкачивающих насосов давление в точке *О* обратного трубопровода становится выше предела настройки реле $Р_2$ и реле срабатывает. При этом уменьшается давление над мембраной импульсного клапа-

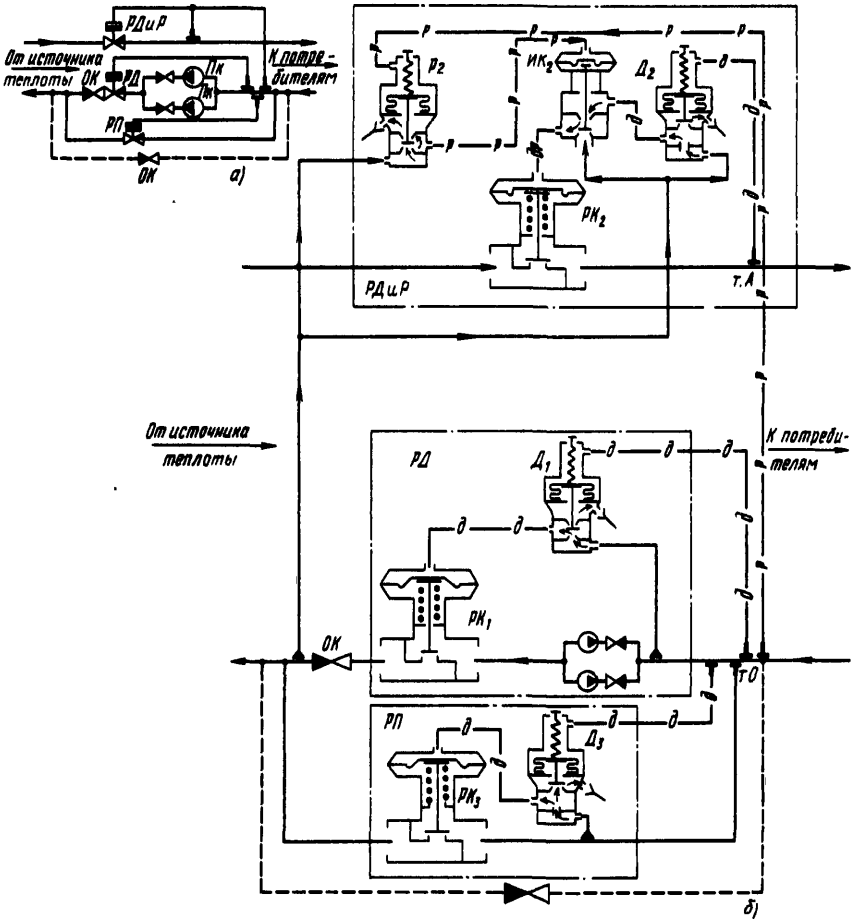


Рис. 26.2. Схема гидравлической автоматики насосной станции с подкачивающими насосами на обратной линии:

а – принципиальная схема; *б* – функциональная схема

на, после срабатывания которого резко повышается давление в гидроприводе регулирующего клапана $РК_2$. В результате клапан перекрывает трубопровод подающей воды.

Одновременно рассечку тепловой сети по подающему трубопроводу осуществляет обратный клапан. Схема и принцип действия регулятора подпитки *РП* в рассматриваемой схеме аналогичны описанным выше.

Рассечка тепловой сети при отключении насосов требует повышенной скорости закрытия клапанов. Вместе с тем высокие скорости срабатывания клапанов рассечки связаны с опасностью возникновения гидравлического удара. Отказ в работе клапана регулятора рассечки, установленного на подающей линии (вследствие заклинивания штока или по другим причинам), может привести к повышению давления в обратном трубопроводе до давления в подающем.

При проектировании необходимо обратить особое внимание на выбор скорости закрытия клапана при рассечке. Следует разработать схему блокировки клапанов регуляторов рассечки, устанавливаемых на подающем и обратном трубопроводах, что позволит исключить случаи опережающего закрытия клапана на обратном трубопроводе.

Для предотвращения случаев недопустимого повышения давления в тепловой сети рекомендуется предусматривать установку на насосной станции и в других точках тепловой сети сбросных клапанов, гидрозатворов и защитных устройств.

Обводную линию ...
... подкачивающей насосной станции с местного щита управления производится дистанционное управление электродвигателями подкачивающих насосов, электродвигателями задвижек, установленных на подающем и обратном трубопроводах на входе и выходе из насосной станции, и электродвигателями задвижек на напорных и всасывающих патрубках насосов.

Управление электродвигателями дренажных насосов осуществляется со щита управления, устанавливаемого по месту.

В схемах АВР насосов следует предусматривать устройства, позволяющие отличить аварийное отключение насоса от дистанционного, а также от отключения, производимого с помощью устройств телемеханики. Для этой цели в схеме автоматического управления используется двухпозиционное реле фиксации включенного положения выключателя.

В схеме управления задвижками, установленными на напорных патрубках насосов, предусматривается возможность отключения блокировочной цепи между насосом и этой задвижкой с помощью соответствующего переключателя.

Для контроля параметров воды в подкачивающей насосной станции устанавливаются по месту показывающие приборы для измерения давления в напорном коллекторе, в напорном и всасывающем патрубках каждого насоса, перед клапаном регулятора рассечки и за ним, перед грязевиком и за ним, температуры в обратном и подающем трубопроводах на входе и выходе из насосной станции, а также температуры в подшипниках насосов.

Местный щит управления оборудуется самопишущими приборами для регистрации давления в напорном и всасывающем коллекторах, перед клапаном регулятора рассечки и за ним.

26.4. Компоновка насосной станции

Компоновка оборудования должна обеспечивать удобное и безопасное обслуживание этого оборудования при минимальных габаритах помещения. Применяются следующие схемы размещения насосных агрегатов в машинном зале (рис. 26.3, *а – г*):

однорядное с расположением оси агрегатов параллельно продольной оси здания;

однорядное с направлением оси агрегатов, перпендикулярным продольной оси здания;

двухрядное шахматное;

двухрядное симметричное.

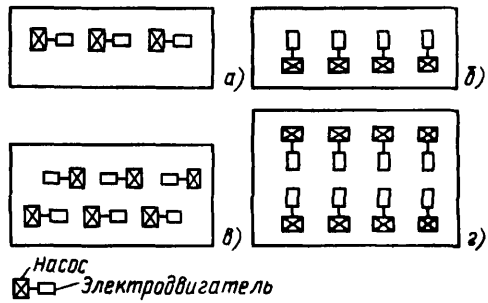


Рис. 26.3. Схемы размещения насосных агрегатов в машинном зале

Первая схема позволяет уменьшить поперечные размеры здания, одновременно она увеличивает его длину. Эта схема целесообразна при малом числе крупных агрегатов (с насосами типа Д, СД и др.). Вторая схема дает возможность сократить длину здания. Эта схема наиболее распространена; рекомендуется при увеличенном числе крупных агрегатов и при установке насосов консольного типа (типа К).

В случае большого числа крупных агрегатов применяются схемы с двухрядным шахматным или симметричным расположением этих агрегатов.

Подпиточные и дренажные насосы рекомендуется располагать на свободных участках машинного зала с тем, чтобы они не увеличивали габаритов помещения.

Минимальные размеры проходов для обслуживания основного и вспомогательного оборудования указаны в табл. 26.2. Размеры прохода определяются между наибо-

Таблица 26.2. **Минимальные размеры проходов**

Измеряемое расстояние	Размер прохода, м
Между агрегатами с электродвигателями напряжением до 1000 В (включительно)	1,0
То же при напряжении свыше 1000 В	1,2
Между агрегатами и стеной	1,0
Между агрегатами и распределительным щитом	2,0
Между вспомогательным оборудованием (дренажные насосы и пр.)	0,7
Между поверхностями изолированных трубопроводов	0,7

лее выступающими частями оборудования и трубопроводов.

В случае насосных агрегатов с электродвигателями напряжением до 1000 В при диаметре напорного патрубка до 100 мм допускается установка двух агрегатов на общем фундаменте без прохода между ними, а также размещение агрегата у стены без прохода между стеной и агрегатом.

Для осуществления монтажа и выполнения ремонта насосных агрегатов, вспомогательного оборудования, трубопроводов и арматуры в помещении машинного зала предусматривается монтажная площадка. При определении ее размеров учитываются размеры наибольшего из насосных агрегатов, размеры транспорта для перевозки груза, ширина прохода вокруг агрегата либо транспорта, расположенных на монтажной площадке (не менее 0,7 м), возможность приближения крюка грузоподъемного устройства к разгружаемому оборудованию.

Высота надземной части машинного зала (рис. 26.4) определяется с учетом высоты платформы транспортных средств для перевозки оборудования и наибольших размеров транспортируемого узла в собранном виде (насосного агрегата, насоса или электродвигателя). При этом следует учитывать длину строп (не менее 0,5 – 1 м), условия транспорта перемещаемого узла (над полом либо над установленным оборудованием).

Минимальное расстояние от перемещаемого узла до пола либо установленного оборудования рекомендуется принимать не менее 0,3 – 0,5 м. Следует также учитывать расстояние от крюка грузоподъемного устройства до низа подкрановой балки.

Надземная часть машинного зала выполняется высотой не менее 3 м.

Размеры бытовых помещений насосной станции принимаются согласно СНиП II-92-76 «Вспомогательные здания и помещения промышленных предприятий».

В целях унификации строительных конструкций основные размеры здания насосной станции выполняются кратными установленным исходным модулям, значения которых приводятся в табл. 26.3.

Размеры ворот (или дверей) для въезда транспорта определяются по наибольшим габаритным размерам оборудования либо транспорта. Минимальная ширина ворот (дверей) для выезда транспорта – 2 м.

Для проведения монтажа крупных блоков в стенах либо в перекрытиях насосной станции предусматриваются монтажные проемы. Монтажные проемы выполняются в торцевой стене, со стороны возможного расширения насосной станции. Размеры монтажных

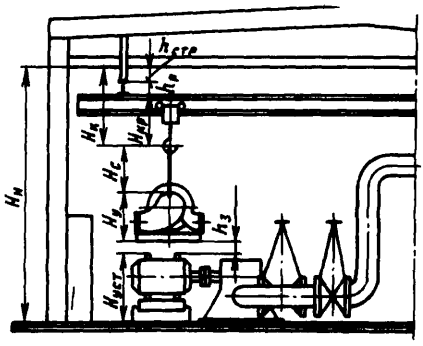


Рис. 26.4. Определение минимальной высоты насосной станции:

$H_н$ – высота насосной станции; $H_{уст}$ – высота установленного оборудования; $H_у$ – расстояние от низа транспортируемого узла до точки закрепления строп (либо до верха узла); $H_с$ – вертикальная проекция длины строп; $H_к$ – высота от крюка до низа строительной конструкции перекрытия; $H_{кр}$ – высота крана; $h_р$ – высота подкрановых рельсов; $h_{стр}$ – расстояние от верха подкрановых рельсов до низа строительных конструкций перекрытия; $h_з$ – зазор между установленным оборудованием и транспортируемым узлом

проемов определяются габаритами наибольшего из блоков (узлов) оборудования и трубопроводов.

Пример компоновки подкачивающей насосной станции приведен на рис. 26.5.

Соединения трубопроводов выполняются сварными. В местах присоединения трубопроводов к насосам и фланцевой арматуре применяются фланцевые соединения.

Расположение трубопроводов в насосной станции должно обеспечивать возможность свободного доступа к оборудованию и арматуре, удобство обслуживания их и ремонта.

При прокладке трубопроводов над поверхностью пола для возможности прохода

Таблица 26.3. **Таблица исходных модулей для выбора основных размеров строительных конструкций**

Наименование	Исходный модуль, м
Пролет здания (как правило)	6
То же при специальном обосновании	3
Шаг колонн (как правило)	6
То же при специальном обосновании	12
Высота площадок под оборудование	0,3
Высота здания (до низа несущих конструкций)	0,6

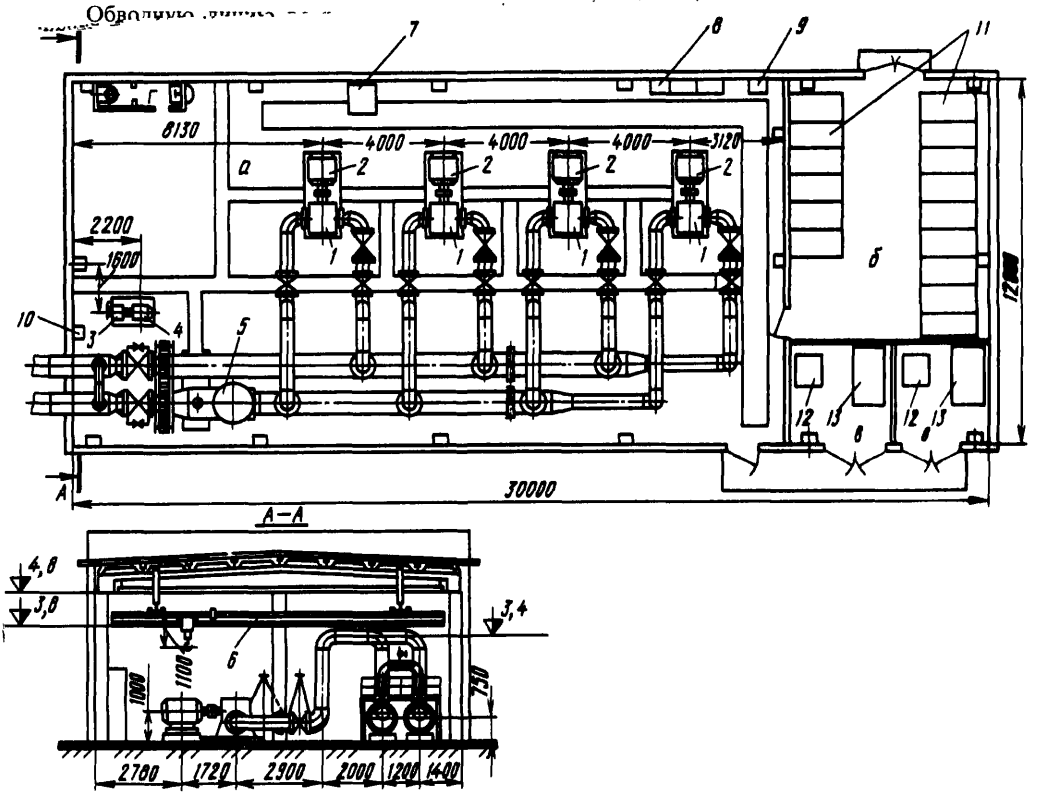


Рис. 26.5. Пример компоновки подкачивающей насосной станции:

а – машинный зал; *б* – помещение распределительных устройств; *в* – трансформаторная; *г* – санузел; *1* – подкачивающий насос; *2* – электродвигатель подкачивающего насоса; *3* – подпиточный насос; *4* – электродвигатель подпиточного насоса; *5* – грязевик; *6* – подвесной однобалочный кран; *7* – щит управления; *8* – сборка насосной; *9* – шкаф питания цепей управления; *10* – шкаф управления подпиточным насосом; *11* – шкаф КРУ; *12* – силовой трансформатор; *13* – конденсаторная установка

над трубопроводами предусматриваются перекидные мостики.

Прокладка в подпольных каналах применяется в случаях, когда размещение трубопроводов над полом вызывает большие осложнения.

При прокладке над полом и в каналах подвижные опоры трубопроводов должны устанавливаться на железобетонных опорных подушках.

Размещение подвижных и неподвижных опор следует выполнять с учетом необходимости разгрузки насосов от усилий, возникающих при температурных деформациях трубопроводов, а также от весовых нагрузок.

В местах присоединения трубопроводов к насосам (при диаметрах трубопроводов, превышающих диаметры патрубков насосов) должны предусматриваться переходные патрубки, обеспечивающие плавное изменение скорости воды.

Длину переходных патрубков рекомендуется принимать равной:

$$L = a(D_1 - D_2), \qquad (26.13)$$

где D_1 – диаметр трубопровода; D_2 – диаметр патрубка насоса; a – постоянный коэффициент, $a = 5 \div 6$.

Патрубки следует устанавливать таким образом, чтобы исключить образование воздушных мешков.

Все трубопроводы сетевой воды в здании насосной станции изолируются. При этом температура на поверхности изоляции не должна быть выше 45°.

В нижних точках трубопроводов устанавливается дренажная арматура, в верхних – арматура для выпуска воздуха.

Арматура должна располагаться в местах, удобных для обслуживания. При размещении арматуры на высоте 1,4 м и более от пола следует предусматривать площадки и мостики.

При проектировании площадок и мостиков должна учитываться высота над полом ручных и электрических приводов задвижек и другой арматуры.

Все задвижки диаметром 500 мм и выше должны иметь электрический привод. В случае дистанционного управления запорной арматурой электрический привод следует устанавливать на этой арматуре независимо от ее диаметра.

Для применения индустриальных методов изготовления трубопроводов на заводе либо в заготовительных мастерских следует предусматривать разбивку трубопроводов на отдельные узлы (блоки).

Разбивка трубопроводов на блоки выполняется с учетом габаритов платформы железнодорожного либо автомобильного транспорта; максимальной массы груза, перемещаемого подъемно-транспортным оборудованием насосных станций; габаритов монтажных и дверных проемов; необходимости обеспечения достаточной жесткости конструкции блоков; условий выполнения сварочных работ в местах стыковки блоков.

Для выполнения монтажа оборудования, арматуры и трубопроводов после возведения *строительных конструкций и проведения* ремонтных работ на перекачивающих насосных станциях устанавливается подъемно-транспортное оборудование.

При выборе подъемно-транспортного оборудования учитывается в зависимости от условий поставки максимальная масса устанавливаемого оборудования (насоса, электродвигателя) либо масса агрегата в собранном состоянии. Следует также учитывать возможность увеличения массы груза в случае замены установленного оборудования на более мощное.

При длине машинного зала до 18 м и подъеме груза на высоту до 6 м рекомендуются следующие виды подъемно-транспортного оборудования с ручным управлением: при массе груза до 1 т – неподвижная балка с кошками либо подвесной однобалочный кран; при массе груза до 5 т – подвесной однобалочный кран; при массе груза более 5 т – мостовой кран

В тех случаях, когда длина машинного зала превышает 18 м, а высота более 6 м, следует использовать подъемно-транспортное оборудование с электрическим приводом.

Для монтажа оборудования массой до 500 кг могут также применяться переносные треноги с талями.

26.5. Строительные конструкции и санитарно-технические устройства

Для зданий насосных станций широко используются каркасные конструкции с колоннами и стенами из панелей.

Основные конструкции: колонны, панели, стеновые блоки, балки покрытия, плиты покрытия – изготавливаются из типовых сборных железобетонных изделий. Для северных и малодоступных районов применяются конструкции из легких металлических утепленных панелей. Фундаменты зданий – сборные или монолитные.

Подоконные плиты, *перемычки и* другие детали железобетонных конструкций, а также двери, переплеты окон должны выполняться по действующим ГОСТ и нормативным материалам. Полы выполняются цементными по бетонной подготовке.

Каналы с трубопроводами для удобства обслуживания рекомендуется перекрывать съемными плитами массой не более 50 кг. В местах возможного перемещения оборудования перекрытия каналов следует выполнять из сборных железобетонных плит. При этом конструкция канала должна быть рассчитана на нагрузку от транспорта с перемещаемым оборудованием.

Площадки для обслуживания арматуры и оборудования и перекидные мостики должны иметь ширину не менее 0,6 м. Лестницы, площадки и переходные мостики ограждаются перилами высотой не менее 0,9 м. На лестницах высотой свыше 3 м при угле наклона более 75°, а также на лестницах высотой свыше 5 м при любом угле наклона следует предусматривать ограждение в виде дуг.

Здания насосных станций выполняются с пролетами одного направления. Пролеты разных направлений могут допускаться в отдельных случаях: при реконструкции насосных станций, при стесненных условиях для размещения площадки под строительство насосных станций и др.

Категории производств по пожарной опасности и степень огнестойкости помещений насосной станции приводятся в табл. 26.

Насос с электродвигателем устанавливается на фундаментной плите, изготовляемой на заводе, либо на общей раме. Рама под насосный агрегат выполняется путем сварки из прокатных материалов швеллера либо двутавра.

Окончание таблицы 26.4. **Категории производств по пожарной опасности и степень огнестойкости помещений насосной станции**

Наименование помещений	Категория производства по пожарной опасности	Степень огнестойкости
Машинный зал	Д, Г	II
Закрытые распределительные устройства с выключателями и аппаратурой, содержащей более 60 кг масла в единице оборудования	В	II
То же с выключателями и аппаратурой, содержащей 60 кг масла и менее в единице оборудования	Г	II
Помещение щита управления	Д	II
Трансформаторные камеры	В	II

Примечание. Машинные залы следует относить к категории Г в случае применения масла для охлаждения насосных агрегатов. При этом общий объем масла в установках для охлаждения насосных агрегатов и в масляных баках не должен превышать 5 м^3.

На рис. 26.6 приводится пример установки агрегата. Насос и электродвигатель крепятся болтами к поперечным швеллерам. Крепление рамы к фундаменту осуществляется с помощью анкерных болтов, устанавливаемых в гнездах фундамента. Отверстия в раме для фундаментных болтов выполнены в продольных швеллерах. Размеры фундамента в плане (длина и ширина) принимаются на 5 – 10 см больше соответствующих размеров фундаментной плиты либо рамы. Отметку верха фундамента следует принимать не менее чем на 100 мм выше отметки чистого пола. Глубина фундамента принимается в зависимости от мощности насосного агрегата, но не менее 500 – 700 мм.

В машинном зале, где обычно наблюдается избыточное тепловыделение от трубопроводов сетевой воды и электродвигателей насосов, постоянно действующей системы отопления не предусматривается.

На случай проведения ремонтных работ при отрицательных температурах наружного воздуха в помещениях насосной станции выполняется дежурное электрическое отопление с использованием переносных электропечей.

В камерах трансформаторов отопление не проектируется.

Расчетную температуру воздуха в отопительный период в помещении машинного зала (при отсутствии циркуляции воды в трубопроводах тепловой сети) и в других помещениях насосной станции рекомендуется принимать не менее +5 °С.

При нормальных условиях работы воздухообмен в помещениях насосной станции осуществляется путем естественной вентиляции. В машинном зале предусматривается естественная вытяжка через оконные проемы и шахты с дефлекторами. В помеще

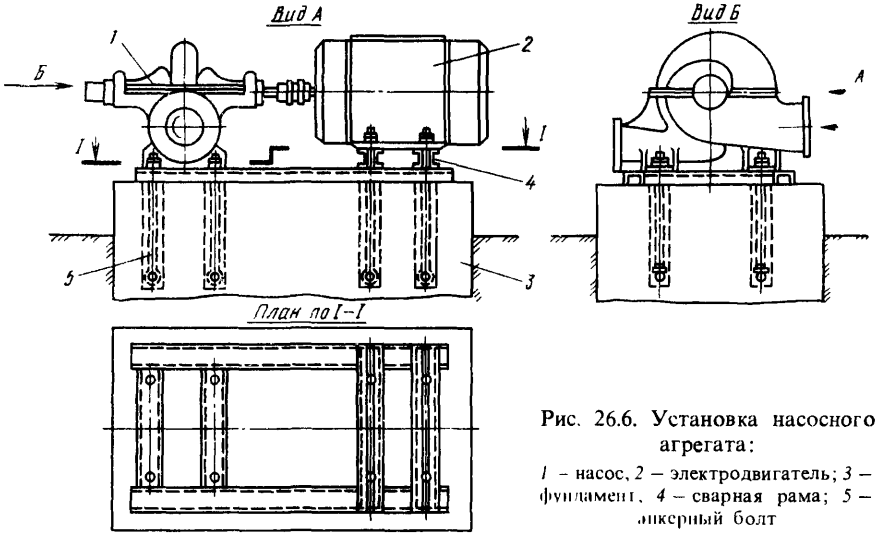


Рис. 26.6. Установка насосного агрегата:

1 – насос, *2* – электродвигатель; *3* – фундамент, *4* – сварная рама; *5* – анкерный болт

Таблица 26.5. **Основные данные о проектах типовых насосных станций**

Номер типового проекта	Суммарная подача насосной, м³/ч	Напор насосов, м	Число насосов, шт.		Марка насоса, принятого в типовом проекте	Тип электродвигателя, принятого в типовом проекте	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Марка насоса, рекомендуемого к установке на обратном трубопроводе	Марка электродвигателя к насосу на обратном трубопроводе	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Размеры здания, м
			рабочих	резервных							
903-4-6	5000	60	2	1	СЭ-2500-60	А3-12-41-4*	500	—	—	—	30 × 18 × 8,4
903-4-5	3750	70	3	1	СЭ-1250-70	А-112-4М или А-114-4М	320	Д1250-65	АО-113-4М	320	30 × 12 × 4,8
903-4-4	2500	70	2	1	СЭ-1250-70	А-112-4М или А-114-4М	320	Д1250-65	АО-113-4М	320	24 × 12 × 4,8
903-4-3	1600	100	2	1	СЭ-800-100	А-112-4М или А-114-4М	320	Д800-57	АОЗ-355S-4	250	24 × 12 × 4,8
903-4-2	1000	70	2	1	СЭ-500-70	А-2-101-2**	160	Д500-65	АОЗ-315S-4	160	24 × 12 × 4,8

* Насос СЭ-2500-60 комплектуется с электродвигателем АЧ400Х-4 мощностью 500 кВт.
** Насос СЭ-500-70 комплектуется с электродвигателем АЗ-3155-2 мощностью 160 кВт или ЧАН280S2 той же мощности.
*** Давление на всасывающей линии насосов типа Д с подачей 1600 м³/г и менее не должно превышать 0,3 МПа.

Для вентиляции используется шахта с дефлектором. В помещении распределительных устройств, в щитовом помещении, а также в камерах трансформаторов выполняется естественная приточно-вытяжная вентиляция.

На случай проведения ремонтных и аварийно-восстановительных работ в машинном зале, в помещении распределительных устройств и в щитовом помещении предусматривается установка крышных вентиляторов. Расчетная температура воздуха в помещениях насосной станции в летний период принимается в соответствии с п. 1 СНиП II-33-75* «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха». Количество воздуха, обеспечивающего гребуемые параметры внутри помещений насосной станции, определяется по избыткам явного тепла. При определении избытков явного тепла учитываются тепловыделения трубопроводов, электродвигателей, трансформаторов, распределительных устройств, приборов на щите управления и распределительном щите низкого напряжения, электрокабелей.

Согласно СНиП 2.04.02-84 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения» (п. 2.11) в насосных станциях следует предусматривать объединенный хозяйственно-питьевой и противопожарный водопровод. Водопровод подводится к санитарному узлу, раковине, питьевому фонтанчику, к гидравлической автоматике, к насосам на охлаждение подшипников, к крану для мытья полов, к крану для полива прилегающей территории, к противопожарным кранам

Производственные воды от охлаждения подшипников, от регулирующих устройств, дренажа трубопроводов, мытья полов спускаются в дренажный колодец отдельным выпуском. Из дренажного колодца производственные воды отводятся в сеть водостоков, а в ее отсутствие в систему хозяйственно-фекальной канализации.

Сброс воды от устройств защиты от повышенного давления (сбросные клапаны, гидрозатворы и пр.) следует выполнять непосредственно в дренажный колодец, располагаемый вблизи насосной станции. Температура воды, отводимой в сеть канализации, не должна превышать 40 °С.

Сточные воды от санузла и раковины отводятся в систему хозяйственно-фекальной канализации.

Типовые проекты подкачивающих насосных станций с подачей от 1000 до 5000 м^3/ч разработаны Киевским отделением ТЭП для районов с расчетными наружными температурами от -20 до -40 °С (табл. 26.5).

В типовых проектах независимо от параметров теплоносителя приняты насосы типа СЭ (ГОСТ 22465-77) с расчетной температурой до 180 °С.

В подкачивающих насосных станциях с насосами на обратной линии ($p \leqslant 0{,}3$ МПа) при привязке типовых проектов рекомендуется предусматривать замену насосов типа СЭ на другие типы насосов (например, насосы типа Д с $t = 85$ °С).

Украинским отделением ВНИПИ энергопрома разработаны типовые проекты подкачивающих насосных станций для районов с расчетной наружной температурой -30 °С подача $10 \div 20$ тыс. м^3/ч, насосы типа СЭ, подача 640 м^3/ч, насосы типа Д (ГОСТ 10272-77).

СМЕТЫ И ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Глава двадцать седьмая

СМЕТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ НА СООРУЖЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Сметная документация является основой для стоимостной оценки проекта в целом и отдельных его частей. На основе смет определяются технико-экономические показатели строительства. Исходя из сметной стоимости строительства, определяют балансовую стоимость вводимых в действие основных фондов построенных предприятий, зданий и сооружений.

В соответствии с постановлением Совета Министров СССР от 4 января 1981 г. № 5 «О переходе на новые сметные нормы и цены в строительстве» новые сметные нормативы, вводимые в действие с 1 января 1984 г., разработаны на основе:

новых сметных норм на строительные и монтажные работы, отражающих современный уровень техники, технологии и организации строительного производства, обеспечивающих возмещение общественно необходимых затрат в строительстве и направленных на снижение сметной стоимости строительства;

оптовых цен на промышленную продукцию и тарифов на электрическую энергию и теплоту (введено с 1 января 1982 года);

тарифов на грузовые перевозки (автомобильные, железнодорожные и речные) (по состоянию на 1 января 1982 г.);

норм и тарифных ставок оплаты труда рабочих в строительстве (по состоянию на 1 января 1980 г.);

наценок снабженческо-сбытовых организаций (введенных в действие с 1 января 1982 г.);

норм амортизационных отчислений (утвержденных постановлением Совета Министров СССР от 14 марта 1974 г. № 183)

норм накладных расходов и плановы накоплений (введенных в действие с 1 январ 1984).

В соответствии с главой IV-16 СНиI «Правила определения сметной стоимост строительства», а также с «Инструкцией составе, порядке разработки, согласования утверждения проектно-сметной документаци на строительство предприятий, зданий сооружений» (СН 202-81*), утвержденной Гос строем СССР (постановлением от 25 август 1981 г. № 159), для определения сметно стоимости проектируемых предприятий комплексов зданий и сооружений, а такж отдельных зданий и сооружений или их оче редей в составе проекта разрабатываются сводный сметный расчет; сводка затрат (пр необходимости); объектные и локальные смет ные расчеты; сметы на проектные и изыска тельские работы.

Кроме того, разрабатываются сметны расчеты на отдельные виды затрат, вклю чаемые в сводные сметные расчеты (на осво ние строительной площадки, затраты на вр менные здания и сооружения, на зимне удорожание строительно-монтажных рабо на дополнительный транспорт привозны материалов, на различные виды компенса ций, возмещаемых заказчиком подрядчика на содержание дирекции строящегося пре приятия и технический надзор, на авторски надзор проектных организаций, на подгото ку кадров эксплуатационного персонала и др

Полная сметная стоимость всех работ затрат, предусмотренная проектом (рабочи проектом), включая сметную стоимост

строительных и монтажных работ, затрат на приобретение оборудования (монтируемого и немонтируемого), инструмента, инвентаря, а также всех сопутствующих затрат определяется сводным сметным расчетом стоимости строительства предприятия, здания или сооружения.

Сводный сметный расчет является основным и неизменным документом для планирования и финансирования строительства.

В сводном сметном расчете должны учитываться не только все затраты на возведение объектов, предусмотренных проектом для данного застройщика, но и долевое участие в строительстве объектов, общих для групп предприятий (промышленных узлов), а также сметная стоимость долевого участия в строительстве объектов, возводимых в порядке кооперирования.

В зависимости от характера работ и затрат средства распределяются по главам и графам сводного сметного расчета стоимости строительства.

В главах сводного сметного расчета стоимости строительства, предусмотренного в проекте (рабочем проекте), средства распределяются следующим образом:

1 – подготовка территории строительства;

2 – основные объекты строительства;

3 – объекты подсобного и обслуживающего назначения;

4 – объекты энергетического хозяйства;

5 – объекты транспортного хозяйства и связи;

6 – наружные сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплоснабжения и газоснабжения;

7 – благоустройство и озеленение территории;

8 – временные здания и сооружения;

9 – прочие работы и затраты;

10 – содержание дирекции (технического надзора) строящегося предприятия (учреждения) и авторский надзор;

11 – подготовка эксплуатационных кадров;

12 – проектные и изыскательские работы.

Приведенный состав глав сводного сметного расчета должен применяться без изменений как в промышленном, так и в жилищном, гражданском и других видах строительства.

В главу 1 сводного сметного расчета включаются отвод земельного участка, выдача архитектурно-планировочного задания и красных линий застройки; разбивка основных осей зданий и сооружений, перенос их в натуру и закрепление; вынос трассы в натуру для линейных сооружений; освоение территории строительства; компенсации за сносимые строения и садово-огородные насаждения; возмещение потерь сельскохозяйственного производства при отводе земель.

Размер затрат, включаемых в сметы, производится по актам оценочной комиссии, утвержденным горисполкомом или райисполкомом. Сюда входят расходы по рекультивации земельных участков; пересадка зеленых насаждений, рубка деревьев, корчевка пней и кустарника; снос или перенос зданий и сооружений (или строительство новых зданий и сооружений взамен сносимых), перекладка подземных коммуникаций, устройство временной объездной дороги для пропуска городского транспорта.

В главе 2 учитывается сметная стоимость объектов основного назначения, в данном случае тепловой сети.

Порядок отнесения затрат к главам 3–7 не требует отдельных пояснений. Следует только иметь в виду, что все внутренние устройства (водопровод, канализация, отопление, электроснабжение и др.) включаются в соответствующую объектную смету и вместе с другими затратами по объекту включаются в соответствующую главу сводного сметного расчета.

В главу 8 «Временные здания и сооружения» включаются средства на строительство временных зданий и сооружений по сборника сметных норм главы IV-9-84 в процентах сметной стоимости строительно-монтажных работ по главам 1–7 сводного сметного расчета и применяются в зависимости от вида строительства предприятий, зданий или сооружений, устанавливаемого наименованием проекта (рабочего проекта). Например, на прокладку подземных коммуникаций сметную норму следует принимать по п. 38 СНиП IV-9-84 «Наружные сети водопровода, канализации, тепло- и газоснабжения в черте города» в размере 1,5 % от СМР по главам 1–7 сводного сметного расчета и включить в графы 4 и 5.

В соответствии с «Правилами по разработке и применению сметных норм затрат на строительство временных зданий и сооружений», утвержденными постановлением Госстроя СССР № 162 от 12.09.1984 г., сметные нормы главы IV-9-84 учитывают строительство полного комплекса временных зданий и сооружений, необходимых для производства строительно-монтажных работ, а также для обслуживания работников строительства в пределах строительной площадки с учетом возможности приспособления и использования для нужд строительства существующих и вновь возводимых зданий и сооружений постоянного типа.

В сметных нормах не учтены и в случае, когда при соответствующем обосновании это предусматривается проектом (рабочим проектом), должны включаться в сводные сметные расчеты дополнительно следующие средства:

на постройку перевалочных баз подрядчика в пунктах перегрузки строительных материалов и конструкций с одного вида транспорта на другой, когда эта перегрузка не обеспечивается грузовыми службами транспортных организаций;

на строительство временных зданий и сооружений, необходимых для размещения и обслуживания специальных категорий строителей;

на строительство и содержание временных подъездных дорог (в том числе землевозных дорог) от пункта примыкания до внутрипостроечной сети дорог или временной кольцевой (вокруг стройки) дороги;

на строительство временных коммуникаций для обеспечения стройки электроэнергией, водой, теплом и т. п. от источника получения до распределительных устройств на строительной площадке (территории строительства).

На объекты строительства временных зданий и сооружений, принятых сверх сметных норм главы СНиП IV-9-84, составление смет на эти объекты производится в установленном порядке по сметным нормам и ценам (введенным в действие с 1 января 1984 г.), а расчеты между заказчиком и подрядчиком производятся за фактически построенные временные объекты.

В главу 9 сводного сметного расчета «Прочие работы и затраты» на основании «Методических указаний по определению стоимости строительства предприятий зданий и сооружений и составлению сводных сметных расчетов и смет», утвержденных Госстроем СССР 12 апреля 1984 г., включаются следующие средства и затраты, выраженные в процентах сметной стоимости строительно-монтажных работ по итогу глав 1 – 8 сводного сметного расчета, без нарастающего итога:

нормы дополнительных затрат при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время принимаются по сборнику сметных норм НДЗ-84 главы IV-7-84, по табл. 4 разд. 2 (включаются в графы 4, 5 и 8 сводного сметного расчета);

средства, связанные с применением аккордной оплаты труда, предусматриваются в сводном сметном расчете по отчетным данным подрядной строительно-монтажной организации за предыдущий год, при отсутствии отчетных данных – в размере 1,7 % сметной стоимости строительно-монтажных работ (включаются в графы 7 и 8 сводного сметного расчета);

средства на перевозку работников (автомобильным транспортом к месту работ и обратно на расстояние более 3 км в одном направлении, когда отсутствует коммунальный и пригородный транспорт и не могут быть организованы специальные маршруты городского транспорта) – по отчетным данным строительно-монтажной организации за предыдущий год, но не более 2,5 % сметной стоимости строительно-монтажных работ по главам 1 – 8 (включаются в графы 7 и 8 сводного сметного расчета);

средства, связанные с подвижным и разъездным характером работ – в тех случаях, когда на строительстве предусматривается использование передвижных формирований (МПК, стройпоезда) и работникам этих формирований разрешена выплата надбавки к заработной плате – по отчетным данным, при отсутствии отчетных данных – в размере 3,7 % сметной стоимости строительно-монтажных работ по главам 1 – 8 (включаются в графы 7 и 8 сводного сметного расчета);

затраты, связанные с выплатой надбавок за выслугу лет, и включаемые по отчетным данным подрядной организации и при их отсутствии – не более 1 % в соответствии с письмом Госстроя СССР от 15.01.85 г. № 1-Д (предусматриваются в графах 7 и 8 сводного сметного расчета);

затраты, связанные с предоставлением дополнительных ежегодных отпусков за непрерывный стаж работы на одном предприятии работникам подрядных организаций и включаемые в сводный сметный расчет на основании письма Госстроя СССР от 15.01.85 г. № 1-Д в графы 7 и 8 по отчетным данным подрядной организации или расчета, составленной проектной организацией, но не более 0,4 %;

расходы на содержание дирекций строящихся предприятий и других объектов включая расходы на технический надзор включаемые в сводный сметный расчет в соответствии с постановлением Госстроя СССР от 25 апреля 1983 г. № 79 в размере приведенном в приложении 1 (включаются в графы 7 и 8);

средства на подготовку эксплуатационных кадров по нормам, установленным министерствами и ведомствами по согласованию с Госпланом СССР, Госстроем СССР и Госкомтруда СССР в процентах и коэффициентом 0,9 (включаются в графы 7 и 8).

В сводном сметном расчете отдельной строкой предусматривается резерв средств на непредвиденные работы и затраты, исчисляемые от общей сметной стоимости по итогу глав 1–12 в размере, установленном в п. 4.19 «а» и «б» Инструкции СН 202-81* (включаются в графы 4–8).

За итогом сводного сметного расчета следуют возвратные суммы, включающие:

возвратные суммы от разборки временных зданий и сооружений, указываемые в размере 15% сметной стоимости временных зданий и сооружений, предусмотренной в главе 8 сводного сметного расчета и подлежащие удержанию заказчиком с подрядчика путем уменьшения платежей в счетах за выполненные работы;

возвратные суммы от стоимости материалов, изделий, конструкций и оборудования, полученные от разборки и демонтажа конструкций и оборудования при реконструкции и строительстве.

Сметная стоимость строительства отдельных зданий и сооружений определяется объектными сметами. Объектные сметы, согласованные в установленном порядке с подрядной строительной организацией и утвержденные заказчиком проекта, служат основанием для определения сметной стоимости товарной строительной продукции для расчетов между заказчиком и подрядчиком за выполненные строительно-монтажные работы.

Объектные сметы составляются на основе локальных смет по форме № 3 приложения № 9 к Инструкции СН 202-81* с выделением сметной стоимости строительных и монтажных работ, оборудования, приспособлений.

При этом следует иметь в виду, что все внутренние устройства (водопровод, канализация, отопление, электроснабжение, специальные работы, монтаж технологического оборудования, КИП и автоматика и др.) включаются в соответствующую объектную смету.

В объектные сметы включаются по отдельным локальным сметам и расчетам в соответствии с письмом Госстроя СССР (№ 6-33/1762 от 2.09.83 г.) средства на временные здания и сооружения (когда расчеты между заказчиком и подрядчиком осуществляются по процентной норме) по нормам главы СНиП IV-9-84 (например, для наружных сетей водопровода, канализации, тепло- и газоснабжения в черте города в п. 38 норм предусмотрено 1,5% сметной стоимости строительно-монтажных работ); кроме того, включаются затраты, не предусмотренные СНиП IV-9-84.

В случае, если проектом (рабочим проектом) не предусматривается сооружение железных и автомобильных дорог, инженерных коммуникаций, которые могут быть использованы в период строительства, стоимость возведения соответствующих временных подъездных дорог и других коммуникаций для обеспечения стройки электроэнергией, водой, теплотой и т. п. (от пункта примыкания источника получения до строительной площадки) и их конструкций включается по локальным сметам, составленным по объектам работ, предусмотренных проектом организации строительства.

Также по локальным сметам включаются затраты, если они предусмотрены проектом организации строительства, на устройство временных дорог с искусственными сооружениями и на инженерные сети и сооружения, необходимые для ввода в действие объекта по временной схеме.

В объектную смету включается сметная стоимость прочих работ и затрат, предусмотренных в главе 9 сводного сметного расчета, подлежащая включению в объем строительно-монтажных работ и относящаяся к сооружению или виду работ. Эти средства пропорционально сметной стоимости строительно-монтажных работ по объектам включают в затраты на удорожание строительно-монтажных работ, производимых в зимнее время, по нормам СНиП IV-7-84 (НДЗ-84), установленным по видам строительства в процентах стоимости строительно-монтажных работ по итогу глав 1–8 сводного сметного расчета стоимости строительства. Сюда не входят дополнительные затраты, вызванные изменениями сметной стоимости электроэнергии, топлива, воды и сжатого воздуха, транспорта привозных материалов, надбавка на малый объем работ на отдельной строительной площадке. Эти затраты следует применять по нормам и правилам, приведенным в общей части к сборнику общегородских единичных расценок для г. Москвы, указаниям по применению ЕРЕР на строительные конструкции и работы, главы СНиП IV-5-84, а также по указаниям по применению расценок на монтаж оборудования (глава СНиП IV-6-84)

В тех случаях, когда по объекту имеется только один вид работ (сети водопровода, канализации, теплоснабжения и т. п.), составляется только локальная смета и в сводный сметный расчет включаются данные этой локальной сметы.

Для составления ведомости сметной стоимости товарной строительной продукции в локальной смете учитываются соответствующие лимитированные затраты.

В общую сметную стоимость строительно-монтажных работ (включая и лимитированные затраты), в объектные сметы включается резерв средств на непредвиденные работы и затраты. Для инженерных сетей и благоустройства (включая озеленение и вертикальную планировку) это составляет 1,5 %.

За итогами сметной стоимости строительно-монтажных работ по объектной смете предусматриваются возвратные суммы от разборки временных зданий и сооружений в размере 15 %, подлежащих удержанию заказчиком с подрядчика путем уменьшения платежей в счетах за выполненные работы, а также возвратные суммы, не учитывающие реализацию материалов и деталей, полученных от разборки сносимых и переносимых зданий и сооружений, от разборки конструкций и при демонтаже трубопроводов и кабеля, определяемые по расчету.

Локальные сметы на строительные работы, на монтаж оборудования составляются по формам, установленным в приложении 10–13 Инструкции СН 202-81*:

на прокладку подземных коммуникаций по отдельным объектам:

на освоение и подготовку трассы трубопроводов;

на прокладку трубопровода с сооружениями, установку отключающих устройств и арматуры;

на временные сооружения, не учтенные СНиП IV-9-84.

Локальные сметы по зданиям и сооружениям составляются по разделам.

Для отдельных объектов на прокладку подземных коммуникаций объемы земляных работ принимаются по данным проекта организации строительства, составленного в соответствии с гидрогеологическими и топографическими условиями прокладки трубопроводов и принятыми методами производства работ для разработки и обратной засыпки траншей. Монтажные работы по прокладке трубопроводов, установке отключающих устройств и арматуры, а также объемы работ по сооружениям на сетях принимаются по спецификациям проекта. Оборудование (номенклатура и количество) принимается на основе заказных спецификаций, имеющихся в составе проекта.

Сметная стоимость серийного, освоенного промышленностью оборудования определяется по утвержденным оптовым ценам, введенным в действие с 1 января 1982 г. Сметная стоимость серийного, вновь осваиваемого промышленностью оборудования определяется по лимитным ценам, рассчитанным на основании утвержденных Госкомцен СССР справочников групповых лимитных цен на вновь осваиваемое оборудование.

Сметная стоимость нестандартизированного, уникального оборудования и специальных технологических линий определяется по лимитным ценам, приводимым в составе исходных требований заказчика на разработку указанного оборудования, рассчитанным на основании ведомственных справочников групповых лимитных цен на нестандартизированное оборудование или в порядке, установленном Госкомцен СССР.

Сметная стоимость строительства должна определяться с применением, как правило, укрупненных нормативов, обеспечивающих необходимую точность подсчета и сокращение объема сметной документации:

1. При двустадийном проектировании на стадии «Проект» – по укрупненным сметным нормам (прейскурантам, укрупненным сметным нормам, укрупненным расценкам), укрупненным показателям стоимости строительства (УПСС) и стоимостным показателям объектов-аналогов.

В этом случае объектные и локальные сметные расчеты составляются по формам объектных и локальных смет (форма № 3 приложения 7 для объектной сметы и форма № 4-7 приложений 10–13 для локальных сметных расчетов Инструкции СН 202-81*), при этом графы «основной заработной платы», «эксплуатации машин» и «нормативной условно-чистой продукции» заполняться не должны.

2. На стадии «Рабочий проект», а также при одностадийном проектировании – по сметам к типовым и повторно применяемым экономичным индивидуальным проектам, привязанным к местным условиям строительства, и сметам, составляемым по рабочим чертежам с использованием прейскурантов, предназначенных для этой цели укрупненных сметных норм, укрупненных расценок.

В случае, когда при составлении смет по рабочим чертежам в составе рабочей документации или рабочего проекта отсутствуют указанные укрупненные сметные нормы, применяются единые районные единичные расценки (ЕРЕР-84); каталоги единичных расценок общеотраслевого назначения, привязанные к местным условиям строительства, и ведомственные – для специализированного строительства (в том числе линейного). В сметной документации под объектом, стоимость которого определяется объектной сметой, понимается сооружение с относящимися к нему оборудованием, инвентарем, внутренними сетями и др.

В локальных и объектных сметах, составляемых по рабочим чертежам, выделяется нормативная условно-чистая продукция.

При составлении их следует руководствоваться «Указаниями по применению единых районных единичных расценок на строительные конструкции и работы (ЕРЕР-84)» (СНиП IV-5-84), «Указаниями по применению расценок на монтаж оборудования» (СНиП IV-6-84), общей частью каталогов единичных расценок общеотраслевого и ведомственного назначения, а также техническими частями соответствующих сборников ЕРЕР о порядке применения единичных расценок сборника.

Постановление ЦК КПСС и Совета Министров СССР от 14 августа 1986 г. № 971 «О мерах по совершенствованию хозяйственного механизма в строительстве» обязывает:

«Осуществлять практические меры по повышению роли пятилетних и годовых планов, всей системы экономических рычагов и стимулов в обеспечении своевременного ввода в действие производственных мощностей, объектов и сооружений, жилых домов и других объектов социального назначения.

Считать важнейшим направлением совершенствования хозяйственного механизма в строительстве укрепление договорных отношений между организациями-заказчиками и подрядчиками. Предусматриваемые в договорах обязательства должны быть направлены на безусловное выполнение заданий по вводу в действие производственных мощностей и объектов социального назначения в нормативные сроки. Экономические взаимоотношения между подрядными организациями и заказчиком осуществляются на основе договорных цен на строительство объектов производственного и социального назначения.

Министерствами и ведомствами СССР и Советами Министров союзных республик должен быть осуществлен переход на ежемесячные расчеты между заказчиками и подрядчиками на основании подписанных заказчиком справок об объеме и стоимости выполненных работ с учетом экономии по договорной цене».

В соответствии с этим постановлением Госстрой СССР утвердил постановлением № 2 от 15 сентября 1986 г. «Методические указания по определению и применению договорных цен в строительстве», которые устанавливают порядок определения, согласования и применения договорных цен в капитальном строительстве, являющихся основой для заключения договоров подряда между заказчиками и подрядчиками и используемых для определения объемов строительно-монтажных работ в титульных списках строек, планирования подрядных работ и материально-технических ресурсов, а также расчетов между заказчиками и подрядчиками, использования средств, образуемых за счет экономии от совершенствования проектных решений. Целью применения договорных цен является укрепление хозяйственного расчета в строительстве, ускорение внедрения достижений научно-технического прогресса за счет использования проектных решений, обеспечивающих снижение расхода материальных и трудовых ресурсов и стоимости строительства.

Глава двадцать восьмая

ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ПУНКТОВ

28.1. Организационные структуры предприятий

Типовые организационные структуры управления тепловыми сетями Минэнерго СССР и нормативы их численности утверждаются приказом Министерства энергетики и электрификации СССР.

В энергосистеме организуется одно предприятие тепловых сетей (ПТС). С разрешения Минэнерго СССР допускается организация в нескольких городах самостоятельных ПТС, входящих в одну энергосистему. Цехи (участки) тепловых сетей электростанций могут быть организованы в городах, в которых отсутствуют ПТС.

Типовые организационные структуры ПТС устанавливаются в зависимости от нормативной численности промышленно-производственного персонала (ППП) ПТС.

Отделы и производственные службы (за исключением бухгалтерии) могут быть организованы с численностью ИТР и служащих не менее четырех человек. При численности ИТР и служащих менее 4 чел. создается группа исполнителей, возглавляемая старшим по должности. Должность заместителя начальника отдела (службы) может быть введена при численности ИТР и служащих не менее 7 чел.

Отдел капитального строительства (ОКС) организуется при среднегодовом объеме капитальных вложений (по плану на пятилетку) свыше 2,0 млн. руб.

Энергоинспекция теплонадзора входит в состав Энергосбыта и осуществляет контроль за использованием потребителями теплоты в соответствии с установленными нормами и положением, разработанным и утвержденным руководством энергосистем, и совместно с Энергосбытом осуществляет расчеты с потребителями за теплоту. В состав ПТС на правах структурного подразделения могут быть включены: тепловые электростанции (небольшой мощности); группы районных котельных; отдельные районные котельные.

Группы районных котельных и отдельные районные котельные могут быть включены также в состав района, а в состав участка – только отдельные котельные.

В ПТС, имеющих в своем составе три и более котельных, может быть организована служба котельных в пределах нормативной численности персонала ПТС.

Площадь продольного сечения тепломагистрали F, м^2 определяется по формуле

$$F = \sum_{i}^{n} a l_i d_i,$$

где l_i – протяженность i-го участка двухтрубной тепломагистрали с диаметром условного прохода d_i, м; n – число участков. Значение коэффициента a для однотрубных участков равно 0,75, для двухтрубных – 1, для трехтрубных – 1,25 и для четырехтрубных – 1,5.

Эксплуатация теплового хозяйства в городах, принадлежащего местным Советам, производится как предприятиями «Тепловые сети», так и предприятиями «Объединенные котельные и тепловые сети» (ПОК и ТС). В состав тех и других входят тепловые сети и отопительные котельные [77].

28.2. Производственные базы предприятий

Типовой проект (416-7-176) ремонтно-производственной базы для обслуживания небольших теплоэнергетических объединений (предприятий) разработан Гипрокоммунэнерго МЖКХ РСФСР и утвержден Госстроем РСФСР.

База предназначается для качественного ремонтно-эксплуатационного обслуживания котельных, тепловых сетей и сооружений на них.

Ремонтно-производственная база обеспечивает проведение среднего и капитального ремонта оборудования котельных, тепловых сетей и спецустановок, а также восстановительного ремонта строительных конструкций тепловых сетей; производство аварийно-восстановительных работ с помощью выездных бригад; проведение наладки и испытаний оборудования котельных, тепловых сетей, спецустановок групповых тепловых пунктов, насосных и подкачивающих станций, а также изготовление запасных деталей и изделий, приготовление обмуровочных растворов, хранение материалов, изделий, приборов, аппаратуры.

Выбор производственных мощностей и площадей помещений для размещения оборудования производится на основании расчета объемов работ в ремонтных единицах, численности обслуживающего персонала, потребности механизмов и машин. Принято, что ремонтно-производственная база входит в состав теплоэнергетических объединений (предприятий), поэтому в административно-бытовой части главного корпуса предусмотрены помещения для размещения в них административно-технического персонала и служб объединения (предприятия).

Участок базы принят прямоугольной формы размерами 81,0 × 60,0 м, площадь 0,486 га, условно на горизонтальной площадке. Красные линии зданий и сооружений выбираются конкретно при привязке проекта в зависимости от конфигурации и места расположения участка (рис. 28.1).

Ограждение ремонтно-производственной базы предусмотрено стальное сетчатое. Основной въезд запроектирован со стороны городского проезда. Полы основных зданий и сооружений подняты на 0,15 м от поверхности земли. Покрытие дорог, площадок и проездов на территории ремонтно-производственной базы принято асфальтобетонное, площадь покрытия – 1529 м^2. Плотность застройки участка базы составляет 48 % и подсчитана без учета внутренних подъездных дорог.

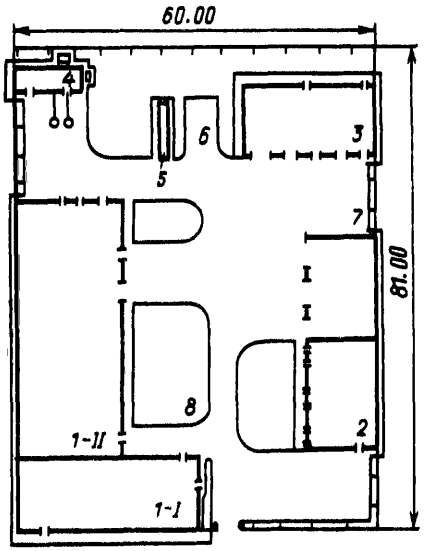


Рис. 28.1. Генплан производственной базы

Проект базы ориентирован на применение в коммунальных предприятиях местных Советов, которые имеют на своем балансе и тепловые сети, и котельные. Поэтому при использовании данного проекта для предприятий, эксплуатирующих только тепловые сети, в него следует вносить необходимые коррективы. В частности, возможно исключить в главном корпусе участок приготовления обмуровочных растворов, а также ртутную комнату.

В главном корпусе должно быть вместе с тем предусмотрено помещение для диспетчерского пункта управления тепловыми сетями, а на территории место для стоянки экскаваторов, автокранов и другого оборудования, что потребует ее расширения.

28.3. Диспетчерское управление

Под диспетчерским управлением понимается централизованное управление режимом теплоэнергетической системы, т. е. оптимальное согласование режимов всех ее элементов, осуществляемое диспетчерской службой предприятия.

Диспетчерская служба подчинена в административно-техническом отношении руководству предприятия теплосети, а по вопросам теплоснабжения в энергосистемах, связанным с выработкой электроэнергии — диспетчерской части энергосистем.

Диспетчерская служба состоит из группы режимов и дежурных смен диспетчерского пункта.

В предприятиях тепловых сетей энергосистем в зависимости от объема обслуживания может предусматриваться одноступенчатое диспетчерское управление — с одним диспетчерским пунктом или двухступенчатое — с центральным диспетчерским пунктом (ЦДП) предприятия и несколькими, подчиненными ему диспетчерскими пунктами районов тепловых сетей (РДП). Двухступенчатое диспетчерское управление предусматривается при наличии в системе нескольких (три и более) крупных источников централизованного теплоснабжения тепловой мощностью не менее 350—550 МВт.

В оперативном управлении диспетчера ЦДП теплосети находятся: водяные магистральные и распределительные сети, районные и групповые тепловые пункты, насосные станции на водяных сетях, котельные.

Операции на этом оборудовании проводятся по распоряжению диспетчера теплосети и под его непосредственным руководством дежурным персоналом станций (котельных), эксплуатационным персоналом районов, специализированными бригадами ЦДП.

В оперативном ведении диспетчера теплосети в энергосистемах находится теплофикационное оборудование станций, операции на котором связаны с выработкой электроэнергии.

Операции на указанном оборудовании электростанций проводятся персоналом станций только по взаимному согласованию диспетчеров теплосети и энергосистемы.

В оперативном управлении дежурного РДП находятся тепловые пункты потребителей. Операции на этом оборудовании проводятся персоналом потребителя и района теплосети по распоряжению дежурного района теплосети.

Основными задачами диспетчерского управления являются:

обеспечение бесперебойного теплоснабжения потребителей теплотой, контроль за гидравлическим, температурным и водным режимами;

контроль за состоянием теплофикационного оборудования ТЭЦ и котельных, сетевого оборудования;

организация контроля за состоянием оборудования теплопотребителей;

обеспечение рационального использования теплоносителя и экономичного режима работы сетевых насосных станций и тепловых сетей;

руководство оперативным персоналом районов и служб теплосети, дежурными

инженерами ТЭЦ по отпуску и распределению теплоты с ТЭЦ;

руководство операциями по обнаружению, локализации и ликвидации аварий в тепловых сетях, контроль за ликвидацией аварий теплофикационного оборудования ТЭЦ и котельных.

Для выполнения перечисленных функций диспетчер должен располагать соответствующей информацией, что обеспечивается комплексом технических средств. К основным средствам диспетчерского управления относится аппаратура, участвующая в сборе, передаче, обработке, воспроизведении оперативно-диспетчерской информации и составляющая телеинформационную систему. В состав телеинформационной системы входят датчики информации и исполнительные элементы на контролируемом пункте, аппаратура телемеханики, каналы телемеханики, средства обработки и воспроизведения информации на диспетчерском пункте.

Оперативная информация формируется устройствами телемеханики в виде телеизмерения (ТИ), телесигнализации (ТС), телеуправления (ТУ) и телерегулирования (ТР).

Для оперативного контроля за текущим состоянием схемы и работающим оборудованием в качестве исходной информации используются автоматическая телесигнализация положения коммутационной аппаратуры и аварийно-предупредительная телесигнализация.

В качестве исходной информации для оперативного контроля за параметрами текущего режима используются автоматически поступающие телеизмерения режимных параметров. Телеизмерения должны поступать непрерывно (циклически).

Оперативное управление коммутационной аппаратурой и задатчиками уставок регулирующих устройств выполняется с помощью телеуправления и телесигнализации.

Необходимые составы телеинформации (объемы) для тепловых сетей энергосистем и для теплоэнергетических предприятий местных Советов приведены далее.

Объем передаваемой телеинформации с каждого объекта формируется составом телеинформации и технологической схемой объекта, т. е. количеством задвижек, насосов, регулирующих клапанов, точек измерений и т. п.

Приведенные составы телеинформации могут учитывать объем информации, необходимый не только для оперативно-диспетчерского контроля и управления, но и для выполнения оперативных расчетов при управлении основными режимами тепловых сетей.

Телеинформационная система. Первичный сбор телеизмерительной информации на объектах выполняется датчиками измерения и нормирующими преобразователями, которые осуществляют преобразование сигналов на выходе датчика в унифицированный выходной электрический сигнал для последующего ввода в аппаратуру телемеханики и передачи на диспетчерский пункт Преобразованию подлежат следующие параметры: расход, давление и температура воды, жесткость сетевой и подпиточной воды, содержание кислорода в воде, сила тока электродвигателей насосов.

Погрешность преобразований должна быть не выше 1% с тем, чтобы суммарная погрешность преобразования и телепередачи была в пределах 1,5—2%.

Составом телесигнализации предусматриваются: автоматическая сигнализация положения задвижек; автоматическая сигнализация положения выключателей электродвигателей насосов; автоматическая сигнализация аварийного отключения турбогенератора (блока); автоматическая сигнализация оперативного состояния теплофикационного оборудования ТЭЦ; аварийно-предупредительная сигнализация.

Телесигнализация положения задвижек выполняется в виде трех сигналов, два из которых сигнализируют конечное положение задвижек (закрыто, открыто), а один — промежуточное положение. Датчиками телесигнализации конечных положений задвижки служат контакты конечных выключателей ее электропривода, фиксирующих открытое или закрытое положение задвижки.

Для телесигнализации промежуточного состояния задвижки в качестве датчиков используются параллельно соединенные блок-контакты магнитных пускателей, управляющих закрытием и открытием задвижки.

Датчиками телесигнализации положения выключателей электродвигателей насосов, выключателей линий и секционного 6—10 кВ, а также выключателей турбогенератора блока являются блок-контакты или промежуточные реле положения этих выключателей. Датчики телесигнализации оперативного состояния теплофикационного оборудования ТЭЦ определяются в каждом отдельном случае при проектировании.

Формирование аварийно-предупредительной телесигнализации осуществляется отбором сигналов от контактов выходных элементов устройств автоматики и защиты, от контактов или блок-контактов, фиксирующих положение оборудования.

Телеуправление осуществляется подключением исполнительных цепей телеуправления устройства телемеханики к цепям

выполняется подключением выходных цепей телерегулирования устройства телемеханики к задатчикам регулирующих устройств.

Аппаратура телемеханики. Централизованный контроль и управление осуществляются путем обмена информацией между аппаратурой телемеханики пункта управления (ПУ) и контролируемых пунктов (КП), где под ПУ понимается место размещения диспетчерского или ретранслируемого оборудования, а под КП – место размещения объектов контроля и управления. Соответственно месту установки аппаратура телемеханики называется устройством телемеханики ПУ или устройством телемеханики КП.

Выбор аппаратуры телемеханики определяется техническими требованиями:

соответствием между информационной емкостью устройства телемеханики и необходимыми объемами телеинформации с учетом перспективы;

возможностью устойчивой работы общего устройства телемеханики ПУ с большим числом устройств телемеханики КП различной модификации; ретрансляции телеинформации с РДП на ЦДП (для случая двухступенчатой структуры диспетчерского управления);

возможностью работы по радиальной, цепочечной и древовидной структуре каналов связи; по физическим неуплотненным каналам связи;

обеспечением сопряжения устройства телемеханики с ЭВМ; передачи с КП одного аварийного сигнала независимо от наличия на КП питающего напряжения, дискретности поступления, быстродействия и точности телеизмерения, необходимых для обнаружения повреждений в сетях;

однотипностью устройств телемеханики, устанавливаемых на различных объектах тепловой сети;

возможностью работы в климатических условиях магистральных камер;

перспективностью аппаратуры с точки зрения длительности заводского выпуска.

Каналы телемеханики. При телемеханизации тепловых сетей возникает необходимость создания каналов телемеханики между диспетчерским пунктом и телемеханизируемыми объектами тепловой сети, расположенных на относительно большой территории в условиях крупного города.

Каналы телемеханики могут быть организованы либо путем прокладки самостоятельных кабельных линий связи, либо выделением в телефонных кабелях связи городской телефонной сети (или других ведомств) определенного количества пар жил.

Прокладка самостоятельных кабелей связи может осуществляться по самостоятельным трассам в каналах или в траншеях, в существующих телефонных канализациях других организаций, по трассе, совмещенной с тепловыми магистралями как в своей канализации, так и непосредственно в земле или внутри канала тепломагистрали.

Прокладка самостоятельных трасс кабелей связи, использование существующей канализации и прокладка дополнительных каналов к существующим подлежат выполнению по «Правилам строительства городской телефонной связи» Министерства связи СССР. Проектирование, согласование и монтаж этих трасс осуществляется независимо от тепловых магистралей.

Особые условия проектирования и монтажа возникают при совместной прокладке кабелей связи с магистралями в каналах или непосредственно в земле. Такое решение применимо в условиях города только для строящихся трубопроводов путем прокладки каналов или бронированного кабеля связи вдоль магистрали рядом с каналом трубопровода.

Наиболее простым и реальным в условиях города вариантом прокладки кабелей связи является прокладка бронированного кабеля связи непосредственно в канале по его дну со стороны обратного трубопровода. Такое решение применимо не только для строящихся магистралей, но и для проходных и полупроходных каналов существующих магистралей, что имеет большое значение при телемеханизации существующих городских тепловых сетей.

В тех случаях, когда прокладка самостоятельных кабельных линий связи не представляется возможной, прямые каналы телемеханики выполняются по техническим условиям городской телефонной сети (ГТС) Министерства связи СССР. В этих случаях прокладываются отдельные каналы с кабелем связи от объекта тепловой сети до ближайшего шкафа ГТС, далее в существующих телефонных кабелях между данным шкафом и АТС (ближайшей к диспетчерскому пункту теплосети) выделяются свободные пары жил, затем от АТС до диспетчерского пункта прокладываются такие же каналы с кабелем связи. При этом на АТС абонентские линии (выделенные для телемеханики) отсоединяются от станционной части кросса АТС и переключаются в кабель, идущий на диспетчерский пункт теплосети для создания прямой соединительной линии, т. е. канала телемеханики.

Средства связи. Для предприятия тепловых сетей и его диспетчерского пункта

предусматриваются средства связи в следующем составе:

1) диспетчерская, технологическая, внутриобъектная и местная телефонная связь;

2) каналы телемеханики;

3) каналы передачи данных;

4) телетайпы.

Диспетчерская телефонная связь необходима для ведения оперативно-диспетчерских переговоров оперативным персоналом диспетчерского пункта. Технологическая телефонная связь используется для ремонтно-эксплуатационного обслуживания и производственно-хозяйственного управления.

Диспетчерская телефонная связь диспетчерского пункта с объектами тепловой сети предусматривается по некоммутируемым телефонным каналам.

В качестве каналов диспетчерской и технологической связи используются свободные телефонные пары в кабелях связи, а также абонированные телефонные пары городской телефонной сети, организованные для каналов телемеханики. Коммутационным устройством диспетчерской телефонной связи является диспетчерский коммутатор, который устанавливается у диспетчерского пульта. Каналы диспетчерской связи включаются на диспетчерском пункте в диспетчерский коммутатор, на ТЭЦ – в диспетчерский коммутатор дежурного инженера станции, на сетевой насосной станции и групповом тепловом пункте – в телефонный аппарат, в магистральных камерах – в специальные телефонные розетки для переносных телефонных аппаратов.

Для связи с оперативно-выездными бригадами предусматривается УКВ-радиосвязь.

Внутриобъектная связь представляет собой систему связи в пределах здания диспетчерского пункта, а местная связь – с другими энергообъектами и организациями. Для внутриобъектной и местной связи предусматривается АТС малой емкости и соединительные линии с городской АТС. АТС должна иметь выход в город в соответствии с техническими условиями Министерства связи СССР.

Диспетчерский пункт обычно совмещен в одном здании с административным персоналом предприятия и ремонтно-производственной базой. В этом случае средства внутриобъектной и местной связи для них являются общими. Кроме того, для организации внутренней административной прямой телефонной связи руководителей предприятия со службами и подразделениями, находящимися в пределах одного здания, устанавливаются коммутаторные устройства директорской (административной) связи.

Для передачи производственно-статистической информации может предусматриваться аппаратура передачи данных или абонентский телеграф (телетайп).

Диспетчерские пункты. Расположение диспетчерских пунктов определяется местными условиями. Так, в большинстве случаев при диспетчеризации существующей тепловой сети диспетчерские пункты располагаются в здании управления, месторасположение которого уже определено. Если же диспетчерские пункты организуются одновременно со строительством новых тепловых сетей, сооружать их следует в непосредственной близости от питающей ТЭЦ и какой-либо крупной тепломагистрали. Это необходимо для более рациональной организации каналов связи и телемеханики, так как основные каналы связи с телемеханизируемыми объектами выполняются путем прокладки телефонных кабелей связи вдоль трасс тепломагистралей. Следует при этом учитывать и расстояния между диспетчерским пунктом и ближайшим распределительным шкафом городской телефонной сети, которая может быть частично использована для организации прямых каналов до объектов, расположенных в стороне от магистральных трубопроводов (например, тепловых пунктов).

Оборудование диспетчерского и технологического управления, размещаемое на диспетчерском пункте, состоит из диспетчерского щита, диспетчерского пульта, устройств телемеханики ПУ, аппаратуры диспетчерской и технологической связи, аппаратуры питания, телетайпа и т. п.

Диспетчерский пункт, как правило, имеет следующие технологические помещения: диспетчерский зал – рабочее помещение диспетчерского персонала, в котором размещаются диспетчерские щит и пульт; аппаратную телемеханики – место размещения устройства телемеханики, шкафов реле-повторителей, стоек системы цифровых измерений, панели питания с выпрямительными устройствами; аппаратурную связи – место размещения аппаратуры диспетчерской и технологической связи; лабораторию – помещения для ремонта, испытания и наладки аппаратуры телемеханики и связи.

При компоновке технологических помещений необходимо учитывать следующие основные требования. Помещения диспетчерского пункта должны располагаться на одном или на смежных этажах, чтобы обеспечивались рациональные информационные связи и минимальная протяженность кабеля. Аппаратная телемеханики должна

располагаться рядом с диспетчерским залом. Допускается расположение диспетчерского зала и аппаратной телемеханики на смежных этажах: одно помещение под другим.

Технологические помещения диспетчерского пункта по строительной части, освещению, вентиляции и отоплению должны удовлетворять требованиям «Норм технологического проектирования диспетчерских пунктов и узлов СДТУ энергосистем».

На диспетчерском щите изображается мнемоническая схема (мнемосхема), включающая теплофикационные установки ТЭЦ, сетевые и дренажные насосные станции, магистральные камеры, пограничные камеры, тепловые пункты и трубопроводы.

Мнемоническая схема рассматривается как информационная модель контролируемого объекта и строится по принципу соблюдения аналогии между контролируемым объектом и его отображением на мнемосхеме. Мнемоническая схема на щите содержит основные элементы контролируемых объектов, позволяющие диспетчеру судить о состоянии сооружений и сети. Диспетчерские щиты оборудуются малогабаритной аппаратурой специального исполнения, что позволяет при сравнительно небольших размерах диспетчерских щитов воспроизводить на них детальные схемы магистральной тепловой сети.

Вместе с тем щит должен обеспечить наглядность и хорошую обозреваемость мнемонической схемы сети, а также простоту и удобство выполнения переделок на щите, связанных с постоянными изменениями схем сети.

При выборе способа воспроизведения информации на диспетчерском щите в большинстве случаев применяется мимический щит. На мимическом щите мнемосхема выполняется с применением поворотных элементов, сигнализирующих положение контролируемого коммутационного оборудования (задвижек, выключателей). Несоответствие положения мнемосимвола на щите действительному положению оборудования сигнализируется горением спокойным или мигающим светом лампы, встроенной в поворотный символ.

На световом щите мнемосхема выполняется на двухцветных световых табло (ламп, встроенных в символ контролируемого оборудования). При этом включенное (открытое) положение оборудования сигнализируется зеленым светом, а отключенное (закрытое) – красным. Несоответствие сигнализируется миганием символа объекта.

Целесообразность применения мимических или световых щитов определяется в каждом отдельном случае проектной организацией.

Схемы тепловой сети подвержены частым изменениям, дополнениям и расширению. Поэтому по своему конструктивному исполнению наиболее приемлемым является секционный диспетчерский щит мозаичного типа. Щит собирается из отдельных секций, количество которых определяется габаритами воспроизводимой схемы. Схема тепловой сети набирается на щите из наборных мнемонических элементов (символов). Наборные мозаичные мнемонические символы отражают в условной форме различное технологическое оборудование: задвижки, насосы, выключатели и т. п. Мозаичные элементы могут легко извлекаться из гнезд в секциях щита, переставляться или заменяться другими элементами. С помощью специальных диспетчерских навесных знаков на схеме отражается оперативное состояние неперекючающегося технологического оборудования.

Конструкция секционных диспетчерских щитов мозаичного типа, выпускаемых промышленностью, обеспечивает воспроизведение информации как по принципу «темного щита» (мимические), так и по принципу «светлого щита» (световые).

Диспетчерский пульт является основным рабочим местом диспетчера. Применение в тепловых сетях общего диспетчерского полукомплекта устройства телемеханики определило функциональную роль диспетчерского пульта как основного места телемеханической информации.

Конструктивными элементами пульта являются: рабочий стол диспетчера, тумба с командно-сигнальной аппаратурой, тумбы с аппаратурой диспетчерской связи, приставка с приемными измерительными приборами. На тумбе с командно-сигнальной аппаратурой размещаются общее табло аварийно-предупредительной телесигнализации и функциональные блоки с кнопками, ключами и световыми элементами.

Табло аварийно-предупредительной телесигнализации используется для поочередной расшифровки сигналов, поступающих с объектов тепловой сети. Появление сигнала сопровождается горением мигающим светом лампы несоответствия у объекта на щите. С помощью соответствующих кнопок пульта подключаются цепи телемеханики данного объекта к общему табло аварийно-предупредительной телесигнализации и производится расшифровка сигнала.

В состав функциональных блоков входит: блок выбора объекта (ТЭЦ, насосные

станции, камеры и т. п.), блок выбора номера объекта, блок выбора параметра телеизмерения, блок выбора прибора телеизмерения, блок подключения габло аварийно-предупредительной телесигнализации, блок телеуправления оборудованием и телесигнализации ее положения, блок телерегулирования, блок контроля аппаратуры телемеханики и каналов связи. С помощью упомянутых блоков последовательными операциями кнопками осуществляется коммутация цепей телемеханики любого объекта для воспроизведения информации и посылки команд телеуправления и телерегулирования

Автоматизированная система управления теплоснабжением. Развитие теплофикации крупных городов сопровождается применением максимальных диаметров трубопроводов и увеличением радиуса действия магистральных водяных сетей. Увеличивается количество и мощность источников теплоты и их теплофикационных устройств. Появляются крупные объекты магистральных тепловых сетей, каждый из которых представляет собой относительно сложный комплекс технологического и электротехнического оборудования. Все это приводит к усложнению эксплуатации тепловых сетей, особенно оперативно-диспетчерского управления.

Для диспетчерского управления технологическим процессом необходимо доставленную информацию автоматически обработать и представить диспетчеру в удобной для принятия решения форме Это решается с помощью современных средств вычислительной техники В энергосистемах эту задачу намечается решать с помощью автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ), в теплоэнергетических предприятиях местных Советов через автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП)

Задача АСДУ состоит в улучшении качества диспетчерского управления путем привлечения дополнительной информации, обрабатываемой в приемлемые сроки с помощью ЭВМ, для оперативного выполнения режимных вопросов.

Автоматизированная система диспетчерского управления включает в себя:

систему средств вычислительной техники, обеспечивающую возможность обработки и воспроизведения информации, проведения анализа работы системы теплоснабжения и расчетов;

математическое обеспечение комплексного характера, т. е. комплексные взаимоувязанные алгоритмы и программы для решения режимных задач и расчетов, а также для связи с другими подсистемами АСУ предприятия тепловых сетей;

систему информационного обеспечения, осуществляющую автоматический сбор информации и состоящую из датчиков ГИ-ТС, устройств доставки информации (устройств телемеханики и аппаратуры передачи данных), каналов связи, командной аппаратуры на пунктах управления и исполнительных органов на контролируемых пунктах для ТУ-ТР,

систему средств отображения информации на диспетчерском пункте, соответствующую новым задачам и обеспечивающую эффективность оперативно-диспетчерского управления.

Средства вычислительной техники целесообразно разделить на оперативно-информационный комплекс (ОИК), обеспечивающий автоматизацию сбора, обработки и отображения информации, контроль за текущим режимом работы теплосети, выполнение расчетов, необходимых для оперативного управления нормальными и аварийными режимами, и вычислительный комплекс (ВК) для выполнения расчетов, необходимых для долгосрочного и краткосрочного планирования режимов работы теплосети, а также для обслуживания других подсистем АСУ теплосети.

Технические средства ОИК АСДУ должны: иметь развитую систему устройств для непосредственной связи с объектами управления с целью приема и обработки информации в темпе процесса; иметь достаточный объем быстродействующей внешней памяти на магнитных дисках; обеспечить простое и удобное обращение с ОИК диспетчерского персонала посредством электронно-лучевых трубок (ЭЛТ) и других специализированных устройств; обладать высокой надежностью, необходимой для решения задач оперативного и автоматического управления; обеспечивать автоматический или по запросу обмен информацией с собственным ВК и ОИК других ступеней управления. В составе ОИК предусматривается использование одной-двух малых или микро-ЭВМ серии СМ.

В соответствии с функциями, возлагаемыми на ВК АСДУ, его технические средства должны обеспечивать: достаточно высокую производительность; большой объем внешней памяти на магнитных дисках и лентах, удобство обращения к ВК посредством ЭЛТ, графопостроителей и др.; возможность обмена информацией с ОИК. В составе ВК предусматривается использование одной из средних моделей ЭВМ серии ЕС

Для крупных тепловых сетей энергосистем, где принята двухступенчатая струк-

тура диспетчерского управления, рекомендуется следующее оснащение диспетчерских пунктов средствами вычислительной техники на РДП устанавливается только ОИК на базе двух микро-ЭВМ серии СМ на ЦДП – ОИК на базе двух малых ЭВМ серии СМ и ВК на базе одной средней модели ЭВМ серии ЕС В этом случае между ОИК каждого РДП и ОИК ЦДП обеспечивается межмашинный обмен информацией Возможен вариант когда в качестве ВК для теплосети могут быть использованы ЭВМ установленные в вычислительных центрах энергосистемы

Выбор комплекса средств вычислительной техники в каждом конкретном случае определяется размерами предприятия тепловых сетей, соотношением задач оперативно-диспетчерского и других подсистем управления АСУ предприятия теплосети, наличием каналов и другими условиями

Система информационного обеспечения осуществляет сбор и передачу информации В диспетчерском управлении для этого используются устройства телемеханики, аппаратура передачи данных (АПД) и телетайпы

Для передачи алфавитно-цифровой информации используются АПД и телетайпы Каждый комплект АПД состоит из передатчика и приемника Ввод информации в передающее устройство АПД осуществляется с помощью перфоленты с пульта оператора Вывод информации на приемном устройстве АПД осуществляется на перфоленту или непосредственно в ЭВМ При необходимости с перфоленты может быть получена распечатка с помощью алфавитно-цифрового печатающего устройства (АЦПУ) или телетайпа

К средствам отображения информации на диспетчерском пункте, кроме диспетчерского щита и пульта, в условиях АСДУ относятся устройство индикации на экране ЭЛТ и АЦПУ, управляемые ЭВМ

В задачу АСУТП теплоэнергетических предприятий местных Советов входит оперативное управление работой котельных групповых тепловых пунктов, насосных и других объектов, обеспечивающих оптимальное их функционирование АСУТП включает в себя такие же элементы, как и выше описанная АСДУ, но имеет более развитые системы локальной автоматизации процессов производства, отпуска, транспортировки, распределения и потребления теплоэнергии и горячей воды в котельных, тепловых пунктах и других сооружениях, подведомственных теплоэнергетическому предприятию

В зависимости от мощности теплоэнергетического предприятия структура диспетчерской службы может быть также одноступенчатой с одним ДП или двухступенчатой с одним ЦДП и несколькими РДП Если вся тепловая нагрузка данного предприятия или часть ее присоединена к теплоисточнику энергосистемы (ТЭЦ), то в задачу рассматриваемой АСУТП и АСДУ тепловых сетей энергосистемы должен входить взаимный обмен информацией о состоянии и режимах работы оборудования находящихся в ведении диспетчерского персонала диспетчерских пунктов АСУТП и АСДУ

АСУТП состоит из двух подсистем – подсистемы производства и отпуска тепловой энергии из теплоисточников и подсистемы транспортирования, распределения и потребления тепловой энергии

Основными комплексами задач решаемых АСУТП, являются прогнозирование теплового потребления и оптимизация распределения тепловых нагрузок между котлами, автоматический пуск и останов котлов, оперативное поддержание заданных оптимальных режимов работы тепловых сетей, автоматическое регулирование отпуска теплоты в тепловых пунктах и программное управление работой их оборудования с помощью ВК, оперативный контроль состояния тепловой сети, централизованный контроль и учет технологических параметров и состояния оборудования

Рекомендации по выбору средств вычислительной техники для АСУТП аналогичны приведенным выше для АСДУ Средства телемеханики и локальной автоматизации которые могут применяться в АСУТП теплоснабжения приведены в гл 6 Учитывая значительную стоимость технических средств АСУТП, проектирование ее требует технико-экономического обоснования

Вариант структуры системы автоматизированного диспетчерского управления теплоснабжением крупного города показан на рис 28 2 Теплоснабжение осуществляется от ТЭЦ Минэнерго СССР и от котельных теплоэнергетического предприятия местного Совета На рисунке стрелками показаны информационные связи между диспетчерскими пунктами (ДП) и подведомственными объектами управления и информационные связи между ДП предприятий теплоснабжения разных ведомств

Вариант структурной схемы комплекса технических средств АСУТП теплоснабжения с использованием средств телемеханики типа ТК-210 показан на рис 28 3 Информация от ПКП (не более 8 на 1 КП), размещенных в ГТП, котельных и других объектах, поступает на КП, размещаемых на аналогич

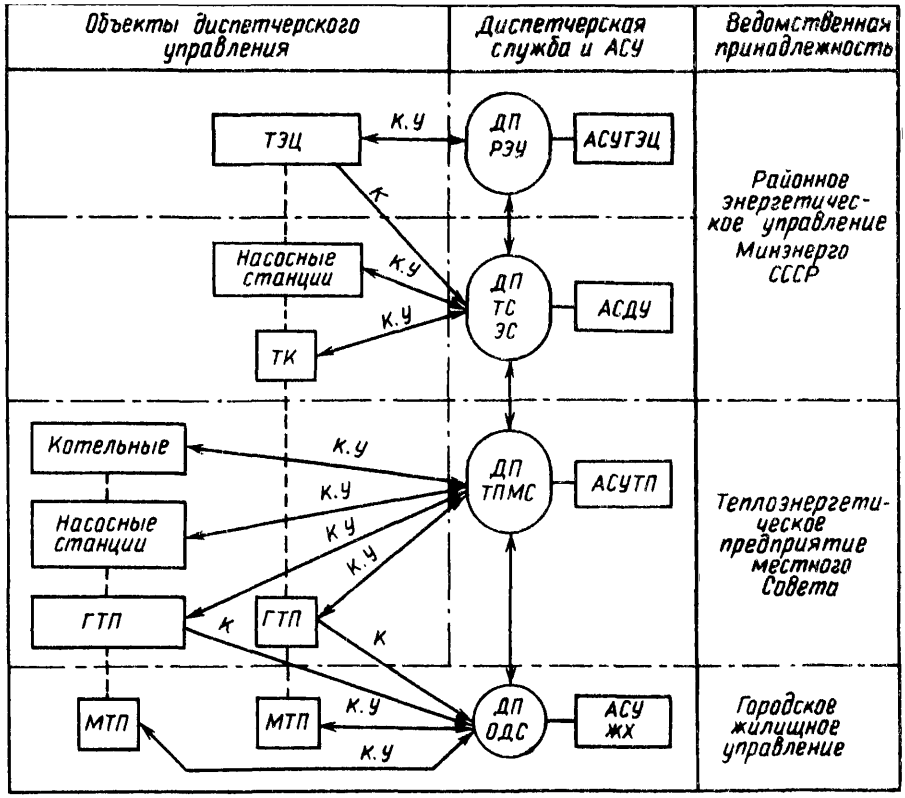


Рис 28.2. Вариант структуры системы автоматизированного диспетчерского управления теплоснабжением крупного города:

РЭУ – районное энергоуправление, *ТС ЭС* – тепловые сети энергосистемы; *ТПМС* – теплоэнергетическое предприятие местного Совета; *ОДС* – объединенная диспетчерская служба жилищного хозяйства города; *ТК* – тепловая камера; *К* – контроль; *У* – управление

ных объектах. От этих КП (всего 31 КП на один комплект ТК-210) информация поступает в ДП. Каналы связи могут быть собственные (I) или арендованные у городской телефонной сети (II). На ДП и ряде объектов с персоналом (на рисунке в котельной К2) размещены видеотерминалы.

Объемы телемеханизации объектов в предприятиях тепловых сетей энергосистемы

1 Теплоподготовительная установка ТЭЦ

Телеизмерение – давление, температура и расход теплоносителя в подающих и обратных трубопроводах, отходящих от ТЭЦ; расход подпиточной воды; содержание кислорода и солей жесткости в подпиточной и сетевой воде.

Телесигнализация – разбаланс расхода сетевой воды, увеличение расхода подпиточной воды сверх установленного предела; аварийное отключение котла; положение головных задвижек.

2. Насосные станции на сетях

Телеуправление – включение и отключение сетевых насосов, управление головными задвижками.

Телерегулирование – задатчики уставок регуляторов давления.

Телеизмерение – давление воды до и после насосной, до и после клапана рассечки; расход сетевой воды; температуры воды в подающем и обратном трубопроводах; токи электродвигателей сетевых насосов; расход электроэнергии по насосной.

Телесигнализация – состояние сетевых насосов, состояние задвижек на напорных патрубках насосов и на входе и выходе трубопроводов в насосной.

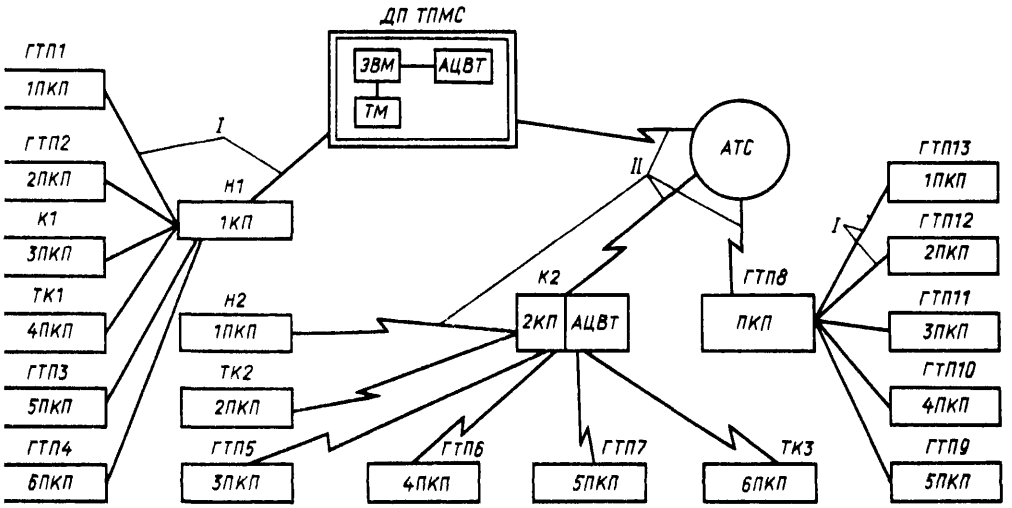


Рис 28 3 Вариант структуры комплекса технических средств АСУТП теплоснабжения с использованием средств телемеханики ТК-210

I II – каналы связи *ТМ* – комплекс средств телемеханики ТК-210 с контролируемыми пунктами (КП) и периферийными контролирующими пунктами (ПКП) *ТК* – тепловая камера *К* – котельная *Н* – насосная станция АЦВТ – алфавитно-цифровой видеотерминал *АТС* – автоматическая телефонная станция

Аварийно-предупредительная телесигнализация – аварийное отключение сетевого насоса, автоматическое включение резервного насоса, аварийное отключение кабельной линии 6 – 10 кВ и автоматическое включение секционного выключателя 6 – 10 кВ, предельное значение давления (минимальное в подающем трубопроводе и максимальное в обратном), срабатывание клапана рассечки превышение допустимой температуры подшипников сетевых насосов, неисправность схемы АВР насосов, оперативных электрических цепей управления и телемеханики, предельное значение влажности воздуха в насосной, работа охранной сигнализации

3 Крупные дренажные насосные

Телесигнализация – состояние дренажных насосов, предельный (максимальный) уровень дренажных вод, неисправность оперативных цепей управления и автоматики вводов электропитания и насосов, работа охранной сигнализации

4 Узловые камеры на магистралях

Телеуправление – управление магистральными секционирующими задвижками

Телеизмерение – давление в подающем и обратном трубопроводах, температура воды в подающем и обратном трубопроводах на ответвлениях от магистрали

Телесигнализация – положение магистральных задвижек (в том числе остановка в промежуточном положении), появление воды на полу камеры, неисправность питания электрических цепей управления, автоматики и телемеханики, работа охранной сигнализации

5 Групповые тепловые пункты

Телеуправление – включение и отключение смесительных и других насосов, открытие и закрытие головных задвижек

Телерегулирование – задатчики уставок регуляторов давления в подающем и обратном трубопроводах, задатчик уставок регулятора температуры в подающем трубопроводе на выходе из ГТП

Телеизмерение – давление воды в подающем трубопроводе до и после регулирующего клапана и обратном трубопроводе на всасе смесительных насосов, температура воды, подаваемой на системы отопления и горячего водоснабжения, и в обратном трубопроводе, расход сетевой воды токи электродвигателей смесительных и других насосов

Телесигнализация – положение смесительных насосов и задвижек на их нагнетательных патрубках положение задвижек до и после ГТП

Аварийно-предупредительная телесигнализация – аварийное отключение насосов и включение резервных, работа АВР электропитания, автоматическое отключение (отсечка)

ГТП от магистральных сетей с переходом на автономную работу; предельное значение давления в подающем трубопроводе после регулирующего клапана, в обратном трубопроводе и в водопроводе, температуры воды на горячее водоснабжение; работа сбросного клапана, превышение допустимой температуры подшипников насосов; неисправность оперативных электрических цепей управления, автоматики, телемеханики; работа пожарной и охранной сигнализации.

Объемы телемеханизации объектов в предприятиях котельных и тепловых сетей

1. Котельные с тепловой мощностью 35 МВт и более (районные, квартальные)

Телерегулирование – задатчики уставок регулятора температуры воды в подающем трубопроводе и регулятора перепада давлений воды на выходе.

Телеизмерение – давление и расход воды в подающем и обратном трубопроводах каждой магистрали; температура в подающем трубопроводе (при наличии общих коллекторов – одна точка) и в обратном трубопроводе каждой магистрали; уровень воды в баках-аккумуляторах.

Телеизмерение интегральное (для районных котельных) – расходы топлива (газа) и электроэнергии, расход отпущенной тепловой энергии по каждой магистрали, расход подпиточной воды.

Телесигнализация – положение регулирующих клапанов регуляторов температуры и перепада давления воды.

Аварийно-предупредительная телесигнализация – предельные значения давления воды в обратном трубопроводе каждой магистрали, расхода подпиточной воды, температуры воды на входе в каждый котел.

2. Котельные групповые без обслуживающего персонала

Телеизмерение – температура воды в подающем трубопроводе.

Аварийно-предупредительная телесигнализация – общий сигнал нарушения нормального режима котельной; открытие дверей котельной.

3. Насосные станции на сетях

4. Узловые камеры на магистралях (только в крупных тепловых сетях)

5. Групповые тепловые пункты. Объемы телемеханизации по объектам 3, 4 и 5 такие же, как и для ПТС энергосистемы

6. Местные тепловые пункты

Объемы телемеханизации определяются при проектировании диспетчеризации объектов жилищного хозяйства с учетом наличия или отсутствия групповых тепловых пунктов.

Основные данные по температурам наружного воздуха и продолжительности отопительного периода для городов СССР

Наименование городов	Температуры наружного воздуха, °С					Отопительный период при среднесуточной температуре воздуха			
						≤ 8 °С		≤ 10 °С	
	Средняя годовая	Абсолютная минимальная	Средняя наиболее холодной пятидневки	Средняя наиболее холодного периода	Средняя наиболее холодного месяца	Продолжительность, сут	Средняя температура, °С	Продолжительность, сут	Средняя температура, °С
Северо-Западный экономический район (РСФСР)									
Петрозаводск	2,2	−40	−29	−15	−10,6	242	−3,3	260	−2,4
Сыктывкар	0,4	−51	−36	−20	−15,1	244	−6,1	263	−5,0
Архангельск	0,8	−45	−31	−19	−12,5	251	−4,7	272	−3,6
Нарьян-Мар	1,2	−51	−34	−19	−14,0	237	−5,5	260	−4,2
Котлас	−3,5	−51	−37	−25	−16,8	285	−7,5	310	−6,1
Вологда	2,2	−48	−31	−16	−11,8	228	−4,8	250	−3,3
Ленинград	4,3	−36	−26	−11	−7,9*	219	−2,2	242	−1,1
Мурманск	0,0	−37	−27	−18	−10,1	281	−3,3	303	−2,4
Новгород	3,9	−45	−27	−12	−8,6	220	−2,6	240	−1,6
Псков	4,6	−41	−26	−11	−7,5	212	−2,0	233	−1,0
Центральный экономический район (РСФСР)									
Брянск	4,9	−42	−26	−13	−8,5	206	−2,6	224	−1,8
Владимир	3,4	−48	−28	−16	−11,4	217	−4,4	233	−3,3
Иваново	2,7	−46	−29	−16	−11,8	217	−4,4	242	−3,5
Калинин	3,3	−50	−29	−15	−10,4	219	−3,7	239	−2,6
Калуга	3,8	−46	−27	−14	−10,0	214	−3,5	231	−2,6
Кострома	2,7	−46	−31	−16	−11,8	224	−4,5	241	−3,5
Москва	3,8	−42	−26	−15	−10,2	213	−3,6	230	−2,7
Орел	4,6	−39	−26	−13	−9,2	207	−3,3	223	−2,4
Рязань	3,9	−41	−27	−16	−11,1	212	−4,2	226	−3,3
Смоленск	4,4	−41	−26	−13	−8,6	210	−2,7	227	−1,9
Тула	4,2	−42	−27	−14	−10,1	207	−3,8	224	−2,8
Ярославль	2,7	−46	−31	−16	−11,6	222	−4,5	243	−3,3
Волго-Вятский экономический район (РСФСР)									
Йошкар-Ола	2,3	−47	−34	−18	−13,7	220	−6,1	237	−4,7
Саранск	3,7	−44	−30	−17	−12,1	210	−4,9	224	−4,1
Чебоксары	2,9	−44	−32	−18	−13,0	217	−5,4	232	−4,4
Горький	3,1	−41	−30	−16	−12,0	218	−4,7	234	−3,7
Киров	1,5	−45	−33	−19	−14,2	231	−5,8	249	−4,7
Центрально-Черноземный район (РСФСР)									
Белгород	6,3	−37	−23	−12	−7,6	196	−2,2	213	−1,3
Воронеж	5,4	−38	−26	−14	−9,3	199	−3,4	213	−2,6
Курск	5,4	−38	−26	−14	−8,6	198	−3,0	215	−2,1
Липецк	5,1	−38	−27	−15	−10,3	199	−3,9	213	−3,0
Тамбов	4,8	−39	−28	−15	−10,8	202	−4,2	213	−3,5
Поволжский экономический район (РСФСР)									
Стерлитамак	2,6	−48	−36	−20	−15,2	210	−7,1	225	−6,0
Уфа	2,5	−44	−35	−19	−14,6	214	−6,6	229	−5,6
Элиста	8,6	−34	−23	−9	−6,7	176	−1,8	190	−0,9
Казань	2,8	−47	−32	−18	−13,5	218	−5,7	230	−4,9
Астрахань	9,4	−34	−23	−8	−6,8	172	−1,6	185	−0,8
Волгоград	7,6	−36	−25	−13	−9,2	182	−3,4	196	−2,4
Камышин	6,5	−37	−26	−15	−11,0	189	−4,5	200	−3,7
Куйбышев	3,8	−43	−30	−18	−13,8	206	−6,1	219	−5,1
Пенза	3,9	−43	−29	−17	−12,1	206	−5,1	221	−4,2

Наименование городов	Температуры наружного воздуха, °С					Отопительный период при среднесуточной температуре воздуха			
						≤ 8 °С		≤ 10 °С	
	Средняя	Абсолютная минимальная	Средняя наиболее холодной пятидневки	Средняя наиболее холодного периода	Средняя наиболее холодного месяца	Продолжительность, сут	Средняя температура, °С	Продолжительность, сут	Средняя температура, °С
Саратов	5,3	−41	−27	−16	−11,9	198	−5,0	207	−4,3
Ульяновск	3,2	−48	−31	−18	−13,8	213	−5,7	227	−4,8
Северо-Кавказский экономический район (РСФСР)									
Махачкала	11,8	−26	−14	−2	−0,4	151	2,6	169	3,1
Нальчик	8,8	−31	−18	−5	−4,8	170	−0,4	188	0,5
Орджоникидзе	7,9	−34	−18	−5	−5,0	175	−0,4	194	0,5
Грозный	10,1	−33	−18	−5	−3,6	164	0,4	180	1,2
Краснодар	10,8	−36	−19	−5	−1,8	152	1,5	170	2,3
Армавир	9,9	−34	−19	−7	−3,4	159	0,5	177	1,4
Майкоп	10,5	−34	−19	−5	−1,7	154	1,7	172	2,5
Новороссийск	12,7	−24	13	−2	2,6	134	4,4	157	5,1
Сочи	14,1	−14	−3	2	5,8	90	6,4	129	7,2
Туапсе	13,4	−19	−7	2	4,4	113	5,6	141	6,4
Ставрополь	9,1	−36	−19	−7	−3,7	169	0,3	190	1,2
Ростов-на-Дону	8,7	−33	22	−8	−5,7	175	−1,1	188	−0,3
Каменск-Шахтинский Ростовской обл	8,2	−40	−24	−10	−6,6	178	−1,7	194	−0,8
Уральский экономический район (РСФСР)									
Ижевск	2,1	−46	−34	−19	−14,2	223	−6,0	240	−5,0
Курган	0,8	−49	−37	−24	−18,5	217	−8,7	233	−7,4
Оренбург	3,9	−42	−31	−20	−14,8	201	−8,1	213	−6,0
Пермь	1,5	−45	−35	−20	−15,1	226	−6,4	246	−5,1
Кудымкар Пермской обл	0,8	−48	−37	−21	−15,7	233	−6,6	251	−5,5
Свердловск	1,2	−43	−35	−20	−15,3	228	−6,4	246	−5,3
Челябинск	1,5	−44	−34	−21	−16,4	218	−7,3	236	−6,1
Магнитогорск	1,2	−46	−34	−22	−16,9	218	−7,9	236	−6,6
Западно-Сибирский экономический район (РСФСР)									
Барнаул	1,1	−52	−39	−23	−17,7	219	−8,3	235	−7,2
Бийск	0,5	−53	−38	−24	−18,2	222	−8,7	239	−7,5
Рубцовск Алтайского края	1,6	−49	−38	−23	−17,8	213	−8,5	228	−7,4
Кемерово	−0,4	−55	−39	−24	−19,2	232	−8,8	250	−7,6
Киселевск Кемеровской обл	0,4	−50	−39	−23	−17,7	228	−8,0	246	−6,8
Новосибирск	−0,1	−50	−39	−24	−19,0	227	−9,1	243	−8,0
Омск	0,0	−49	−37	−23	−19,2	220	−9,5	237	−8,2
Томск	−0,6	−55	−40	−25	−19,2	234	−8,8	252	−7,6
Тюмень	1,3	−50	−37	−21	−16,6	220	−7,5	240	−6,2
Березово Тюменской обл.	3,8	−53	−43	−27	−22,0	265	−9,0	282	−8,9
Салехард	−6,4	−54	−42	−29	−23,6	285	−11,0	302	−10,3
Сургут	−3,1	−55	−43	−28	−22,0	257	−9,7	274	−9,0
Тобольск	0,0	−46	−39	−22	−18,5	229	−8,4	249	−7,0
Ханты-Мансийск	1,4	−50	−41	−24	−19,8	248	−8,2	262	−7,8
Восточно-Сибирский экономический район (РСФСР)									
Нижнеангарск	−3,2	−47	−33	−25	−22,8	260	−9,7	277	−8,6
Улан-Удэ	1,7	−51	−37	−28	−25,4	235	−10,6	252	−9,6
Кызыл	−4,5	−58	−48	−37	−33,7	226	−16,6	242	−15,0

Наименование городов	Температуры наружного воздуха, °С					Отопительный период при среднесуточной температуре воздуха			
						≤ 8 °С		≤ 10 °С	
	Среднегодовая	Абсолютная минимальная	Средняя наиболее холодной пятидневки	Средняя наиболее холодного периода	Средняя наиболее холодного месяца	Продолжительность, сут	Средняя температура, °С	Продолжительность, сут	Средняя температура, °С
Красноярск	0,5	−53	−40	−22	−17,1	235	−7,2	251	−6,2
Ачинск	−0,2	−60	−41	−23	−17,9	238	−7,9	255	−6,8
Диксон	−11,5	−51	−41	−33	−26,3	365	−11,5	365	−11,5
Дудинка	−10,2	−57	−46	−35	−28,0	302	−14,6	317	−13,5
Игарка	−8,7	−64	−48	−34	−28,6	289	−14,2	303	−13,2
Канск	−0,7	−51	−42	−26	−20,2	238	−9,0	252	−8,0
Тура Красноярского края	−9,5	−67	−55	−44	−36,7	270	−17,4	286	−15,9
Иркутск	−1,1	−50	−37	−25	−20,9	241	−8,9	260	−7,6
Бодайбо Иркутской обл.	−5,6	−55	−47	−36	−31,8	257	−13,9	271	−12,7
Братск	−2,2	−57	−43	−30	−22,6	245	−10,3	260	−9,2
Чита	−3,1	−54	−38	−31	−27,7	238	−12,4	255	−11,0
Агинское Читинской обл.	−1,9	−51	−36	−26	−23,6	237	−10,8	254	−9,4
Дальневосточный экономический район (РСФСР)									
Якутск	−10,3	−64	−55	−45	−43,2	254	−21,2	268	−19,7
Алдан	−6,2	−51	−42	−32	−27,8	266	−13,1	280	−12,4
Верхоянск	−15,7	−68	−59	−51	−48,6	272	−25,2	287	−23,5
Вилюйск	−9,3	−61	−52	−42	−38,2	260	−18,8	274	−17,4
Тикси	−13,4	−54	−44	−35	−33,3	365	−13,4	365	−13,4
Владивосток	4,0	−31	−24	−16	−14,4	201	−4,8	225	−3,4
Находка	4,3	−30	−20	−14	−12,8	202	−4,0	226	−2,7
Уссурийск	2,6	−46	−31	−21	−20,3	198	−8,3	218	−6,8
Хабаровск	1,4	−43	−31	−23	−22,3	205	−10,1	223	−8,6
Комсомольск-на-Амуре	−0,7	−50	−35	−27	−25,6	221	−11,2	240	−9,7
Николаевск-на-Амуре	−2,4	−47	−35	−25	−23,9	246	−9,8	262	−9,0
Благовещенск	0,0	−45	−34	−25	−24,3	212	−11,5	231	−9,9
Тында	−6,5	−54	−42	−35	−31,7	254	−15,2	270	−13,9
Петропавловск-Камчатский	1,9	−34	−20	−10	−8,4	259	−2,1	282	−1,2
Оссора Камчатской обл.	−2,4	−48	−31	−20	−14,3	280	−6,2	301	−5,4
Усть-Камчатск	−0,9	−42	−27	−16	−12,4	277	−5,0	299	−3,6
Магадан	−4,7	−50	−29	−23	−21,0	278	−9,6	302	−8,1
Анадырь	−8,0	−51	−40	−30	−22,8	307	−11,3	329	−10,0
Александровск-Сахалинский	0,3	−41	−27	−19	−18,5	238	−6,2	260	−5,4
Оха Сахалинской обл.	−2,4	−42	−29	−22	−19,9	266	−7,5	287	−6,5
Поронайск Сахалинской обл.	0,0	−42	−28	−20	−17,7	248	−6,0	273	−4,7
Южно-Сахалинск	2,1	−39	−24	−15	−13,8	233	−4,3	257	−3,1
Прибалтийский экономический район (Литовская ССР, Латвийская ССР, Эстонская ССР, Калининградская обл. РСФСР)									
Рига	6,2	−31	−20	−8	−4,5	199	−0,4	221	0,6
Вильнюс	6,2	−37	−23	−9	−5,5	194	−0,9	213	0,0
Каунас	6,5	−36	−22	−8	−4,9	192	−0,5	211	0,4
Клайпеда	6,5	−35	−20	−7	−3,4	194	0,4	219	1,3
Таллин	5,0	−32	−22	−9	−4,7	221	−0,8	244	0,4
Тарту	4,8	−35	−24	−10	−6,5	214	−1,5	235	−0,5
Калининград	6,8	−33	−18	−7	−3,4	195	0,6	218	1,5

Наименование городов	Температуры наружного воздуха, °С					Отопительный период при среднесуточной температуре воздуха			
						≤ 8 °С		≤ 10 °С	
	Среднегодовая	Абсолютная минимальная	Средняя наиболее холодной пятидневки	Средняя наиболее холодного периода	Средняя наиболее холодного месяца	Продолжительность, сут	Средняя температура, °С	Продолжительность, сут	Средняя температура, °С
Белорусский экономический район (Белорусская ССР)									
Брест	7,4	−36	−20	−8	−4,4	186	0,4	205	0,8
Витебск	5,1	−41	−26	−12	−7,8	205	−1,6	222	−1,4
Гомель	6,1	−35	−24	−11	−6,9	197	−1,3	212	−0,8
Гродно	6,5	−35	−22	−9	−5,1	193	−0,1	213	0,4
Минск	5,4	−39	−25	−10	−6,9	203	−1,2	220	−0,9
Могилев	5,3	−42	−25	−11	−7,5	204	−1,5	221	−1,2
Донецко-Приднепровский экономический район (Украинская ССР)									
Ворошиловград	8,0	−42	−25	−10	−6,6	180	−1,6	197	−0,6
Днепропетровск	8,5	−34	−23	−9	−5,4	175	−1,0	191	−0,1
Донецк	7,5	−37	−23	−10	−6,6	183	−1,8	198	−0,9
Запорожье	9,0	−34	−22	−8	−4,9	174	−0,4	190	0,4
Бердянск	9,6	−29	−19	−7	−3,8	168	0,0	186	0,8
Кировоград	7,5	−35	−22	−9	−5,6	185	−1,0	202	−0,1
Полтава	7,0	−37	−23	−11	−6,9	187	−1,9	202	−1,0
Сумы	6,0	−36	−24	−12	−7,9	195	−2,5	212	−1,5
Харьков	6,9	−36	−23	−11	−7,3	189	−2,1	205	−1,2
Юго-Западный экономический район (Украинская ССР)									
Винница	6,7	−36	−21	−10	−6,0	189	−1,1	207	−0,1
Луцк	7,2	−34	−20	−8	−4,9	187	−0,2	207	0,8
Житомир	6,8	−35	−22	−9	−5,7	192	−0,8	207	0,1
Ужгород	9,6	−28	−18	−6	−3,1	162	1,6	175	2,2
Ивано-Франковск	7,3	−34	−20	−9	−5,1	184	−0,1	202	0,7
Киев	7,2	−32	−22	−10	−5,9	187	−1,1	204	−0,2
Львов	6,7	−33	−19	−9	−5,0	191	−0,2	211	0,7
Ровно	6,9	−36	−21	−9	−5,4	191	−0,5	210	0,4
Тернополь	6,9	−34	−21	−9	−5,4	190	−0,5	208	0,4
Хмельницкий	6,8	−32	−21	−9	−5,6	191	−0,6	211	0,3
Черкассы	7,2	−37	−22	−9	−5,8	189	−1,0	203	−0,1
Чернигов	6,5	−34	−23	−10	−6,7	191	−1,7	206	−0,8
Черновцы	7,8	−32	−20	−9	−5,0	179	−0,2	197	0,7
Южный экономический район (Украинская ССР)									
Евпатория	11,0	−28	−16	−3	−0,1	149	2,4	172	3,3
Симферополь	10,2	−29	−16	−4	−1,0	158	1,9	179	2,8
Феодосия	11,7	−25	−15	−2	0,5*	144	2,9	168	3,7
Ялта	13,0	−15	−6	1	3,8*	126	5,2	157	5,9
Николаев	9,8	−30	−20	−7	−3,5	165	0,4	182	1,2
Одесса	9,8	−28	−18	−6	−2,5	165	1,0	183	1,9
Херсон	9,8	−32	−19	−7	−3,2	167	0,6	184	1,4
Молдавская ССР									
Кишинев	9,4	−32	−16	−7	−3,5	166	0,6	183	1,4
Бельцы	8,7	−35	−18	−8	−4,4	172	0,2	191	1,0
Закавказский экономический район (Азербайджанская ССР, Армянская ССР, Грузинская ССР)									
Азербайджанская ССР									
Баку	14,4	−13	−4	1	3,8	119	5,1	142	5,8
Астара	14,2	−13	−4	2	4,3	110	5,7	136	6,3

Наименование городов	Температуры наружного воздуха, °С					Отопительный период при среднесуточной температуре воздуха			
						≤ 8 °С		≤ 10 °С	
	Среднегодовая	Абсолютная минимальная	Средняя наиболее холодной пятидневки	Средняя наиболее холодного периода	Средняя наиболее холодного месяца	Продолжительность, сут	Средняя температура °С	Продолжительность, сут	Средняя температура, °С
Кировабад	13,2	−18	−8	−1	1,1	132	3,9	154	4,5
Степанакерт	10,9	−20	−9	−2	−0,2	155	2,9	173	3,4
Нахичевань	12,7	−30	−19	−6	−3,8	133	1,0	149	1,6
Армянская ССР									
Ереван	11,6	−31	−19	−8	−4,0	139	0,5	159	1,5
Грузинская ССР									
Тбилиси	12,7	−23	−8	0	0,9	152	4,2	154	4,2
Кутаиси	14,5	−17	−3	3	5,2	121	6,8	123	6,8
Гагра	14,1	−13	−2	4	6,2	124	7,5	126	7,5
Сухуми	14,1	−12	−3	3	5,2	122	7,0	124	7,1
Батуми	14,4	−8	−1	4	6,7	121	7,6	123	7,6
Казахстанский экономический район (Казахская ССР)									
Алма-Ата	8,7	−38	−25	−10	−7,4	166	−2,1	181	−1,2
Актюбинск	3,6	−48	−31	−21	−15,6	203	−7,3	215	−6,3
Усть-Каменогорск Восточно-Казахстанской обл.	3,0	−49	−39	−18	−16,2	204	−7,8	217	−6,7
Гурьев	8,0	−38	−26	−12	−10,1	182	−3,8	193	−2,8
Джамбул	9,0	−41	−26	−9	−6,0	167	−1,1	183	−0,2
Карсакпай Джезказганской обл.	3,9	−48	−31	−20	−15,4	200	−7,5	213	−6,4
Караганда	2,3	−49	−32	−20	−15,1	212	−7,5	225	−6,5
Кзыл-Орда	9,0	−38	−24	−12	−9,3	168	−3,4	181	−2,5
Кокчетав	1,8	−51	−36	−21	−16,2	214	−7,9	228	−6,9
Кустанай	1,6	−51	−35	−22	−17,7	213	−8,7	226	−7,6
Форт-Шевченко Мангышлакской обл.	11,1	−26	−15	−7	−3,2	158	0.6	173	1,4
Павлодар	1,9	−47	−37	−23	−17,9	209	−9,0	222	−8,0
Петропавловск Северо-Казахстанской обл.	0,5	−53	−36	−24	−18,7	221	−9,0	235	−7,9
Семипалатинск	2,3	−49	−38	−22	−17,1	209	−8,2	224	−7.1
Талды-Курган	6,9	−43	−30	−16	−11,4	176	−4,4	192	−3,4
Тургай	4,1	−44	−32	−22	−17.0	196	−8,3	206	−7,4
Уральск	4,4	−43	−31	−18	−14,2	199	−6,5	212	−5,5
Целиноград	1,4	−52	−35	−22	−17,4	215	−8,7	228	−7,7
Чимкент	11,9	−34	−17	−6	−3,0	147	1,1	163	1,9
Среднеазиатский экономический район (Киргизская ССР, Таджикская ССР, Туркменская ССР, Узбекская ССР)									
Киргизская ССР									
Фрунзе	9,8	−38	−23	−9	−5,6	157	−0,9	173	0.1
Пржевальск	5,5	−30	−13	−8	−7,1	191	−1,9	213	−0,8
Нарын	2,5	−38	−29	−19	−17,3	197	−6,9	220	−5,4
Ош	11,5	−31	−13	−7	−4,1	146	0,7	164	1,5
Таджикская ССР									
Душанбе	14,7	−27	−13	−2	0,8	109	3,6	134	4,6
Куляб	16,4	−24	−12	−2	1,4	96	4,0	116	4,9
Курган-Тюбе	15,7	−26	−13	−2	0,9	97	3,8	121	4.8
Ленинабад	14,1	−27	−13	−5	−2,0	129	2.0	143	2.7
Хорог	8,7	−32	−17	−8	−7,9	162	−3,1	180	−0,9
Туркменская ССР									
Ашхабад	16,3	−24	−11	−2	1,4	111	3,9	133	4,8
Красноводск	15,8	−17	−8	−0	2,9	109	4,6	133	5,5

Наименование городов	Температуры наружного воздуха °С					Отопительный период при среднесуточной температуре воздуха			
						≤ 8 °С		≤ 10 °С	
	Средняя	Абсолютная минимальная	Средняя наиболее холодных пятидневок	Средняя наиболее холодного периода	Средняя наиболее холодного месяца	Продолжительность, сут	Средняя температура, °С	Продолжительность, сут	Средняя температура °С
Баирам-Али	16,0	−26	−12	−5	1,5	108	3,8	131	4,8
Ташауз	12,0	−33	17	−8	−4,7	150	−0,1	166	0,6
Чарджоу	15,2	−24	−13	−2	0,6	119	3,2	138	4,0
Узбекская ССР									
Ташкент	13,3	−30	−15	−6	−0,9	130	2,4	151	3,4
Андижан	13,5	−29	−14	−6	−3,0	128	1,3	147	2,3
Навои	14,3	−24	−12	−3	0,2	122	3,1	145	4,1
Джизак	14,2	−32	−17	−5	−0,6	128	2,4	146	3,2
Гузар Кашкадарьинской обл.	16,2	−26	−12	−3	2,3	101	4,5	126	5,2
Наманган	13,4	−29	−14	−7	−3,4	131	1,2	148	2,1
Самарканд	12,9	−30	−13	−3	−0,3	132	2,8	154	3,7
Термез	17,0	−25	−19	−2	2,1	90	4,2	114	5,2
Сырдарья	12,6	−33	−19	−6	−2,9	138	1,3	158	2,2
Фергана	13,0	−28	−15	−7	−3,2	134	1,3	152	2,3
Ургенч	11,9	−32	−18	−8	−4,8	152	−0,1	166	0,7
Нукус	10,8	−32	−19	−10	−6,4	158	−1,4	174	−0,4

Примечания 1. Таблица составлена по данным СНиП 2.01.01-82 «Строительная климатология и геофизика» [6], причем для средней температуры воздуха наиболее холодной пятидневки приняты значения, соответствующие обеспеченности 0,9. Приведенные в СНиП 2.01.01-82 значения этой температуры соответствующие обеспеченности 0,98, согласно указанию норм следует принимать только при проектировании особо ответственных объектов по согласованию с Госстроем СССР.

2. Наиболее холодным месяцем года для приведенных в таблице значений средних температур является как правило январь. В отдельных случаях, когда таким месяцем является февраль, эти значения отмечены знаком *.

Приложение 2

Среднее многолетнее число суток со средней суточной температурой наружного воздуха в различных интервалах для городов СССР

Наименование городов	Интервалы температур наружного воздуха $t_н$, °С										
	−40 и ниже	−39,9 — −35,0	−34,9 — −30,0	−29,9 — −25,0	−24,9 — −20,0	−19,9 — −15,0	−14,9 — −10,0	−9,9 — −5,0	−4,9 — 0	+0,1 — +5,0	+5,1 — +10,0
	Число суток с температурой $t_н^{ср\,сут}$ в указанных интервалах										
Северо-Западный экономический район (РСФСР)											
Петрозаводск	—	—	0,2	1,5	5,5	12,9	24,5	41,9	57,6	65,1	47,2
Сыктывкар	0,3	1,3	3,5	6,9	12,2	20,3	32,8	44,9	48,5	49,9	43,8
Архангельск	0,1	0,3	1,5	4,1	9,1	18,3	31,0	44,6	58,4	57,6	51,1
Вологда	—	0,1	1,3	3,2	7,3	15,5	27,7	41,7	52,3	55,2	44,0
Ленинград		—	0,1	0,7	2,8	8,9	19,3	36,3	57,4	66,5	46,7
Мурманск	—	—	0,3	1,6	4,6	14,1	29,2	51,9	69,9	71,7	63,4
Новгород		—	0,2	1,2	3,8	10,4	19,9	36,3	57,0	66,2	45,5
Псков		—	0,1	0,8	2,7	7,8	18,1	31,2	55,3	67,1	49,0

Наименование городов	Интервалы температур наружного воздуха $t_н$, °С										
	−40 и ниже	−39,9 ÷ −35,0	−34,9 ÷ −30,0	−29,9 ÷ −25,0	−24,9 ÷ −20,0	−19,9 ÷ −15,0	−14,9 ÷ −10,0	−9,9 ÷ −5,0	−4,9 ÷ 0	+0,1 ÷ +5,0	+5,1 ÷ +10,0
	Число суток с температурой $t_н^{ср\ сут}$ в указанных интервалах										
Центральный экономический район (РСФСР)											
Брянск	—	—	0,1	0,6	3,0	11,1	21,6	35,8	51,7	57,1	43,6
Владимир	—	0,1	0,5	1,9	6,3	14,1	24,9	40,5	51,5	51,1	40,8
Калинин	—	—	0,6	1,9	5,3	11,5	23,0	37,5	53,2	58,4	42,9
Кострома	—	0,2	0,9	2,4	6,8	15,4	27,7	40,7	53,5	49,9	42,2
Москва	—	0,1	0,6	1,8	5,1	13,7	23,9	38,4	53,5	53,7	42,6
Смоленск	—	—	0,1	0,9	3,3	10,1	20,1	36,6	55,9	56,9	43,4
Волго-Вятский экономический район (РСФСР)											
Йошкар-Ола	—	0,6	1,9	4,9	9,4	18,0	29,8	41,4	45,3	45,9	40,6
Горький	—	0,1	0,8	2,4	6,4	16,7	28,4	42,0	51,6	44,6	42,1
Киров	—	0,3	2,1	4,6	10,8	21,2	33,7	43,9	48,2	44,5	40,1
Центрально-Черноземный экономический район (РСФСР)											
Воронеж	—	—	0,2	1,1	4,3	12,9	21,2	35,4	50,8	48,7	36,3
Курск	—	—	0,3	1,2	4,6	14,2	27,8	47,5	56,0	39,2	30,8
Тамбов	—	—	0,2	1,8	5,3	14,2	24,5	39,5	50,9	46,2	37,2
Поволжский экономический район (РСФСР)											
Уфа	—	0,3	1,3	4,9	11,5	22,5	33,1	41,4	41,5	38,9	33,3
Казань	—	—	0,8	3,6	9,2	19,2	30,6	39,6	45,0	43,5	35,2
Астрахань	—	—	—	0,2	1,7	5,4	13,7	26,2	47,5	50,1	37,4
Куйбышев	—	0,2	0,6	2,9	10,1	20,2	33,5	40,1	44,1	33,1	35,0
Пенза	—	0,1	0,5	2,0	6,9	17,6	30,5	41,1	49,7	38,6	36,5
Саратов	—	—	0,1	1,5	8,1	18,0	27,3	36,8	44,4	40,9	33,9
Северо-Кавказский экономический район (РСФСР)											
Орджоникидзе	—	—	—	—	0,2	2,1	7,6	24,2	55,1	54,8	47,7
Краснодар	—	—	—	—	0,9	2,1	5,4	13,3	35,9	53,9	50,2
Новороссийск	—	—	—	—	—	0,3	1,7	6,6	20,7	44,8	68,4
Сочи	—	—	—	—	—	—	—	0,2	4,1	33,9	76,4
Ростов-на-Дону	—	—	—	0,2	1,4	4,8	11,7	23,9	45,4	54,2	41,6
Уральский экономический район (РСФСР)											
Оренбург	—	0,1	1,2	5,0	14,0	23,9	31,3	35,3	39,1	35,1	29,9
Пермь	0,1	0,6	2,4	5,9	12,1	21,4	34,1	43,2	44,5	43,2	38,7
Свердловск	—	0,3	1,7	5,8	12,2	24,2	37,3	43,5	42,1	40,2	41,1
Челябинск	—	0,3	1,3	5,3	14,8	24,6	34,9	40,6	38,3	37,5	35,7
Магнитогорск	—	0,2	1,7	6,9	17,6	28,8	36,7	37,2	34,5	35,8	37,0
Западно-Сибирский экономический район (РСФСР)											
Барнаул	0,4	1,5	5,0	10,6	17,3	25,6	33,0	36,2	34,8	34,9	35,5
Кемерово	0,4	2,9	6,1	13,4	18,8	28,2	32,6	33,9	35,1	36,5	40,2
Новосибирск	0,6	2,5	5,1	11,9	20,2	28,8	33,7	33,4	32,6	35,7	37,8
Омск	0,2	2,4	5,4	12,1	19,5	29,6	34,2	34,4	31,8	33,9	32,9
Томск	1,1	3,3	6,4	11,1	18,4	28,3	34,9	35,4	35,8	38,2	37,7
Тюмень	0,2	0,8	3,8	7,5	15,9	24,8	35,2	38,8	37,0	40,1	37,2
Тобольск	0,4	1,5	4,8	9,4	18,5	28,7	35,1	37,8	37,3	36,9	37,1

Наименование городов	Интервалы температур наружного воздуха $t_н$, °С										
	−40 и ниже	−39,9 — −35,0	−34,9 — −30,0	−29,9 — −25,0	−24,9 — −20,0	−19,9 — −15,0	−14,9 — −10,0	−9,9 — −5,0	−4,9 — 0	+0,1 — +5,0	+5,1 — +10,0
	Число суток с температурой $t_н^{ср\ сут}$ в указанных интервалах										
Восточно-Сибирский экономический район (РСФСР)											
Улан-Удэ	0,5	2,6	9,9	21,3	32,0	31,9	27,5	22,8	29,3	37,2	37,7
Кызыл	13,0	14,1	24,1	27,5	25,3	19,9	18,3	16,5	18,1	26,0	34,3
Красноярск	0,9	2,3	4,9	10,0	15,6	23,2	33,6	37,7	39,8	39,8	41,7
Дудинка	11,2	15,6	20,8	29,0	48,3	38,3	32,7	28,2	31,9	39,0	40,1
Иркутск	0,2	1,9	5,1	12,0	24,3	35,5	35,1	29,2	30,8	39,5	42,2
Братск	3,7	6,0	10,6	17,2	21,4	29,1	31,6	29,2	32,7	38,4	40,8
Чита	0,8	4,6	13,9	24,7	30,0	30,4	26,0	22,2	28,8	33,9	38,4
Дальневосточный экономический район (РСФСР)											
Якутск	53,3	25,4	23,8	18,9	17,1	15,4	16,0	19,0	22,4	25,1	29,5
Владивосток	—	—	—	0,2	4,8	21,5	35,0	33,6	37,9	39,0	48,9
Хабаровск	—	0,1	1,5	12,5	29,3	36,1	30,8	24,3	24,8	30,5	35,4
Комсомольск-на-Амуре	—	1,0	11,6	24,7	29,0	28,9	25,4	21,6	24,7	36,0	35,6
Петропавловск-Камчатский	—	—	—	—	1,6	8,0	30,7	54,5	77,5	65,0	70,7
Анадырь	0,6	5,3	17,5	26,8	30,9	35,3	33,5	36,0	45,1	46,0	50,9
Поронайск Сахалинской обл.	—	—	0,1	3,7	17,5	31,0	37,4	36,3	40,7	52,5	52,3
Прибалтийский экономический район (Латвийская ССР, Литовская ССР, Эстонская ССР Калининградская обл. РСФСР)											
Рига	—	—	—	0,3	0,9	3,8	11,7	24,3	50,1	76,2	53,0
Вильнюс	—	—	—	0,3	1,0	4,6	12,0	26,4	52,9	71,1	49,2
Таллин	—	—	—	0,2	0,9	4,5	13,8	29,8	59,4	76,7	54,5
Белорусский экономический район (Белорусская ССР)											
Витебск	—	0,1	0,1	0,9	2,9	7,5	17,7	32,8	55,1	62,4	46,4
Минск	—	—	—	0,4	2,0	6,5	15,9	30,6	57,1	65,0	47,2
Донецко-Приднепровский экономический район (Украинская ССР)											
Ворошиловград	—	—	0,1	0,4	2,3	6,5	14,9	26,6	44,9	56,9	41,5
Кировоград	—	—	—	0,1	0,9	4,4	12,5	25,9	48,0	60,4	42,9
Харьков	—	—	—	0,5	2,0	7,6	16,4	31,1	50,5	54,7	38,9
Юго-Западный экономический район (Украинская ССР)											
Киев	—	—	—	0,1	0,9	4,9	13,4	27,9	52,3	60,4	43,6
Львов	—	—	—	0,1	0,2	1,4	7,0	20,7	49,3	67,7	52,7
Южный экономический район (Украинская ССР)											
Симферополь	—	—	—	—	0,1	0,8	3,7	14,1	36,4	58,5	57,8
Ялта	—	—	—	—	—	—	—	0,9	11,0	52,1	81,3
Николаев	—	—	—	—	0,4	2,1	8,4	18,7	41,9	60,6	46,5
Одесса	—	—	—	—	0,2	1,0	5,0	16,3	38,2	65,1	54,1

Наименование городов	Интервалы температур наружного воздуха $t_н$, °С										
	−40 и ниже	−39,9 ÷ −35,0	−34,9 ÷ −30,0	−29,9 ÷ −25,0	−24,9 ÷ −20,0	−19,9 ÷ −15,0	−14,9 ÷ −10,0	−9,9 ÷ −5,0	4,9 ÷ 0	+0,1 ÷ +5,0	+5,1 ÷ +10,0
	Число суток с температурой $t_н^{ср.сут}$ в указанных интервалах										
Молдавская ССР											
Кишинев	—	—	—	—	0,2	2,1	8,0	17,8	40,1	63,2	49,2
Закавказский экономический район (Азербайджанская ССР, Армянская ССР, Грузинская ССР)											
Баку	—	—	—	—	—	—	—	0,6	7,8	57,2	77,4
Ереван	—	—	—	—	—	1,2	5,7	12,7	41,9	48,8	47,5
Тбилиси	—	—	—	—	—	—	0,3	2,5	21,4	67,5	60,9
Сухуми	—	—	—	—	—	—	—	0,1	2,6	30,9	70,9
Батуми	—	—	—	—	—	—	—	—	1,6	30,1	79,2
Казахстанский экономический район (Казахская ССР)											
Алма-Ата	—	—	0,1	0,4	1,8	6,8	16,2	30,7	45,8	41,7	37,9
Актюбинск	0,1	0,2	1,5	6,4	16,4	24,7	30,2	35,5	34,8	33,9	30,8
Гурьев	—	—	0,2	0,9	4,9	12,2	19,9	32,4	45,9	41,8	32,5
Караганда	—	0,4	1,6	6,4	14,2	27,9	34,6	38,7	37,9	32,4	32,6
Кустанай	0,1	0,7	3,1	10,8	19,4	28,6	33,9	34,4	30,8	32,5	32,1
Павлодар	0,2	1,4	4,8	10,6	20,5	26,1	32,5	32,7	30,4	31,3	33,7
Семипалатинск	0,4	1,9	3,8	8,3	16,0	14,2	29,0	34,6	33,9	31,3	31,2
Уральск	—	0,1	0,9	5,0	12,0	20,3	29,3	34,8	41,6	35,5	32,3
Целиноград	0,2	1,0	2,7	9,7	20,4	28,6	34,0	35,1	34,5	31,6	30,7
Среднеазиатский экономический район (Киргизская ССР, Таджикская ССР, Туркменская ССР, Узбекская ССР)											
Фрунзе	—	—	—	0,2	1,3	5,7	10,8	22,5	39,9	51,3	42,3
Душанбе	—	—	—	—	—	—	1,5	4,0	16,1	46,6	61,9
Красноводск	—	—	—	—	—	—	0,2	2,2	12,5	43,9	66,8
Ташкент	—	—	—	—	0,1	0,9	4,1	10,9	28,0	45,6	52,7
Самарканд	—	—	—	—	—	0,3	2,3	9,1	29,2	49,1	54,6
Ургенч	—	—	—	—	0,3	2,9	11,1	22,1	39,1	48,0	39,1

Примечание. Таблица составлена по данным «Справочника по климату СССР» [99].

Приложение 3

Средние месячные и годовые температуры почвы на различных глубинах для городов СССР

Наименование городов	Температуры почвы, °С					
	на глубине 0,8 м			на глубине 1,6 м		
	Низшая средняя месячная (отопительный период)	Высшая средняя месячная (летний период)	Средняя за год	Низшая средняя месячная (отопительный период)	Высшая средняя месячная (летний период)	Средняя за год
Северо-Западный экономический район (РСФСР)						
Петрозаводск	−0,4	13,4	5,0	0,8	11,4	5,1
Сыктывкар	0,2	12,7	4,7	0,9	10,2	4,6
Архангельск	0,7	13,1	5,2	3,8[2]	6,2[2]	5,0[2]
Вологда	1,1	13,6	6,0	2,1	11,2	6,0
Ленинград	0,9	14,5	6,8	3,4	11,5	7,2
Новгород	2,5	11,2	6,4	3,2	10,2	6,4

Наименование городов	Температуры почвы, °С					
	на глубине 0,8 м			на глубине 1,6 м		
	Низшая средняя месячная (отопительный период)	Высшая средняя месячная (летний период)	Средняя за год	Низшая средняя месячная (отопительный период)	Высшая средняя месячная (летний период)	Средняя за год
Центральный экономический район (РСФСР)						
Брянск	0,4	17,0	7,7	1,9	15,5	7,8
Калинин	0,8	14,9	6,8	2,1	12,8	6,7
Кострома	0,3	15,2	6,2	1,4	13,0	6,2
Москва	−0,7	16,4	6,5	2,4	12,2	6,7
Смоленск	1,1	14,7	6,8	2,3	12,5	6,9
Волго-Вятский экономический район (РСФСР)						
Горький	0,6	15,9	6,8	1,8	13,4	6,8
Киров	0,2	14,4	5,6	1,5	11,4	5,7
Центрально-Черноземный экономический район (РСФСР)						
Воронеж	0,8	17,0	8,1	3,0	14,0	8,2
Курск	1,0	16,2	7,7	2,5	13,8	7,7
Тамбов	0,4	16,8	7,5	2,3	13,3	7,5
Поволжский экономический район (РСФСР)						
Уфа	0,7	15,9	6,7	2,1	12,0	6,7
Рязань	−0,2	14,9	6,2	1,6	12,2	6,3
Астрахань	2,4	22,7	12,4	5,9	19,1	12,4
Куйбышев	−0,4	15,9	6,8	1,6	12,9	6,9
Пенза	−0,4	16,4	6,9	1,9	13,3	7,0
Северо-Кавказский экономический район (РСФСР)						
Орджоникидзе	3,1	18,7	10,9	5,8	16,4	11,0
Краснодар	4,5	22,6	12,9	6,4	19,7	12,9
Новороссийск	3,9	21,4	12,4	5,8	18,7	12,2
Сочи	8,0	23,6	15,4	9,6	21,0	15,1
Ростов-на-Дону	1,8	20,8	10,8	4,7	17,0	10,8
Уральский экономический район (РСФСР)						
Оренбург	−0,8	15,6	6,9	1,9	12,6	7,2
Пермь	−0,1	13,6	5,3	1,1	10,8	5,2
Свердловск	−0,1	13,5	5,5	1,2	11,1	5,5
Челябинск	−0,9	12,6	4,9	—	—	—
Западно-Сибирский экономический район (РСФСР)						
Барнаул	−2,0	15,1	5,3	1,2	12,4	6,1
Кемерово	−1,9	12,9	3,9	0,3	9,5	4,0
Новосибирск	−2,0	14,6	4,8	0,5	11,3	5,0
Омск	−2,8	13,8	4,6	−1,0	13,4	4,5
Томск	−1,0	13,4	4,5	0,7	10,9	4,8

Наименование городов	Температуры почвы, С					
	на глубине 0,8 м			на глубине 1.6 м		
	Низшая средняя месячная (отопительный период)	Высшая средняя месячная (летний период)	Средняя за год	Низшая средняя месячная (отопительный период)	Высшая средняя месячная (летний период)	Средняя за год
Тюмень	−0,9	14,3	5,3	0,9	11,9	5,4
Тобольск	−2,4	13,9	4,0	−0,9	14,3	5,3
Восточно-Сибирский экономический район (РСФСР)						
Улан-Удэ	−10,2	15,4	3,0	−3,3	11,1	3,4
Кызыл	−4,3	10,1	2,0	−0,8	6,4	2,2
Красноярск	−5,3	12,4	2,7	−2,3	8,3	2,4
Иркутск	−2,2	11,8	3,2	0,3	7,9	3,1
Чита	−12,2	13,6	1,1	−7,6	9,5	1,1
Дальневосточный экономический район (РСФСР)						
Якутск	−14,1	9,6	−2,6	−7,9	1,5	−2,8
Владивосток	−1,8	16,3	6,3	1,0	13,8	6,6
Хабаровск	−7,0	18,1	4,4	−2,3	13,5	4,5
Комсомольск-на-Амуре	−4,1	14,4	3,8	−0,9	11,3	3,9
Петропавловск-Камчатский	0,4	11,2	4,6	1,1	9,6	4,6
Поронайск Сахалинской обл.	0,0	11,2	4,2	0,8	9,6	4,3
Прибалтийский экономический район (Латвийская ССР, Литовская ССР, Эстонская ССР, Калининградская обл. РСФСР)						
Рига	1,1	15,6	7,8	3,2	13,2	7,9
Таллин	1,5	13,5	6,8	2,6	11,8	6,9
Белорусский экономический район (Белорусская ССР)						
Витебск	0,6	15,9	7,2	2,1	13,8	7,3
Минск	0,5	17,8	8,2	2,2	15,2	8,1
Донецко-Приднепровский экономический район (Украинская ССР)						
Ворошиловград	0,8	21,2	10,4	3,4	17,6	10,3
Кировоград[3]	2,1	17,7	9,6	3,3	16,6	9,8
Харьков[3]	1,6	16,7	8,7	2,7	15,2	8,8
Юго-Западный экономический район (Украинская ССР)						
Киев	1,4	17,1	8,7	2,9	15,0	8,7
Южный экономический район (Украинская ССР)						
Симферополь[4]	4,5	19,5	11,6	6,9	16,5	11,5
Ялта	5,3	22,5	13,6	—	—	—
Николаев	2,3	23,4	12,4	4,4[5]	21,0[5]	12,4[5]
Одесса	3,1	20,5	11,8	4,9	18,3	11,8
Молдавская ССР						
Кишинев	2,0	22,5	11,7	4,6	19,6	11,8
Закавказский экономический район (Азербайджанская ССР, Армянская ССР, Грузинская ССР)						
Баку	8,3	27,3	17,3	11,7	23,3	17,3
Ереван	4,0	25,7	14,6	8,7	20,6	14,5
Тбилиси	5,5	23,5	14,1	8,5	20,0	14,2
Сухуми[6]	7,4	25,4	16,1	8,1	23,5	15,8

Наименование городов	Температуры почвы, °С					
	на глубине 0,8 м			на глубине 1,6 м		
	Низшая средняя месячная (отопительный период)	Высшая средняя месячная (летний период)	Средняя за год	Низшая средняя месячная (отопительный период)	Высшая средняя месячная (летний период)	Средняя за год
Казахский экономический район (Казахская ССР)						
Алма-Ата	1,4	20,5	10,7	4,2	17,4	10,8
Актюбинск	−1,8	19,8	8,3	1,2	16,7	8,5
Караганда	−1,6	17,8	7,1	0,9	14,4	7,1
Павлодар	−5,3	17,6	6,1	−1,6	14,6	6,3
Семипалатинск	−4,3	19,4	7,4	—	—	—
Уральск	−3,2	21,4	8,3	0,7	17,3	8,6
Целиноград	−4,3	16,5	5,6	−1,6	13,0	5,4
Среднеазиатский экономический район (Киргизская ССР, Таджикская ССР, Туркменская ССР, Узбекская ССР)						
Фрунзе	2,3	25,7	13,3	5,9	21,3	13,3
Душанбе	6,1	26,2	15,8	8,7	22,8	15,7
Ташкент	4,1	29,7	16,5	8,2	25,7	16,6
Самарканд	5,1	26,2	15,4	8,0	22,6	15,1
Ургенч	2,0	24,8	13,5	6,4	20,3	13,5

[1] Таблица составлена по данным «Справочника по климату СССР», выпуски 1–34 [99].
[2] Значения относятся к глубине заложения 3,2 м.
[3] Значения относятся к глубинам заложения 1,0 и 1,5 м.
[4] Значения относятся к глубинам заложения 1,0 и 2,0 м.
[5] Значения относятся к глубине заложения 1,2 м.
[6] Значения относятся к глубинам заложения 0,5 и 1,0 м.

Нормативные документы

1. **Перечень** нормативных документов, утвержденных Госстроем СССР (по состоянию на 1 января 1986 г.). М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986

2. **Система** нормативных документов в строительстве. Основные положения (СНиП 1.01.01-82*). Порядок разработки и утверждения нормативных документов (СНиП 1.01.02-83). Правила изложения и оформления нормативных документов (СНиП 1.01.03-83*). М.: Стройиздат, 1984.

3. **Инструкция** о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений (СНиП 1.02.01-85)

4. **Инженерные** изыскания для строительства. Основные положения (СНиП II-9-78). М.: Стройиздат, 1979.

5. **Нормы** продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений (СНиП 1.04.03-85). М.: Стройиздат, 1987.

6. **Строительная** климатология и геофизика (СНиП 2.01.01-82). М.: Стройиздат, 1983

7. **Противопожарные** нормы проектирования зданий и сооружений (СНиП 2.01.02-85). М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986.

8. **Строительная** теплотехника (СНиП II-3-79**). М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986

9. **Естественное** и искусственное освещение (СНиП II-4-79). М.: Стройиздат, 1980.

10. **Нагрузки** и воздействия (СНиП 2.01.07-85). М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986.

11. **Строительство** в сейсмических районах (СНиП II-7-81). М.: Стройиздат, 1982.

12. **Здания** и сооружения на подрабатываемых территориях (СНиП II-8-78). М.: Стройиздат, 1979

13. **Защита** от шума (СНиП II-12-77). М.: Стройиздат, 1978.

14. **Основания** зданий и сооружений СНиП 2.02.01-83). М.: Стройиздат, 1983.

15. **Основания** и фундаменты на вечномерзлых грунтах (СНиП II-18-76) М.: Стройиздат, 1977.

16. **Бетонные** и железобетонные конструкции (СНиП 2.03.01-84). М.: Стройиздат, 985.

17. **Стальные** конструкции (СНиП II-23-81) М.: Стройиздат, 1982

18. **Защита** строительных конструкций от коррозии (СНиП 2.03.11-85). М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986

19. **Внутренний** водопровод и канализация зданий (СНиП 2.04.01-85) М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986.

20. **Отопление**, вентиляция и кондиционирование воздуха (СНиП II-33-75*) М.: Стройиздат, 1982.

21. **Котельные** установки (СНиП II-35-76). М.: Стройиздат, 1977.

22. **Тепловые** сети (СНиП 2.04.07-86). М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1987.

23. **Мосты** и трубы (СНиП 2.05.03-84) М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1985

24. **Метрополитены** (СНиП II-40-80). М.: Стройиздат, 1981.

25. **Туннели** железнодорожные и автодорожные (СНиП II-44-78) М.: Стройиздат, 1978.

26. **Электростанции** тепловые (СНиП II-58-75) М.: Стройиздат, 1976.

27. **Планировка** и застройка городов, поселков и сельских населенных пунктов (СНиП II-60-75**). М.: Стройиздат, 1984

28. **Жилые здания** (СНиП 2.08.01-85). М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986.

29. **Общественные** здания и сооружения (СНиП 2.08.02-85) М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986.

30. **Детские** дошкольные учреждения (СНиП II-64-80). М.: Стройиздат, 1981.

31. **Общеобразовательные** школы и школы-интернаты (СНиП II-65-73/СНиП II-Л.4-73) М.: Стройиздат, 1974.

32. **Высшие** учебные заведения (СНиП II-68-78). М.: Стройиздат, 1979.

33. **Магазины** (СНиП II-77-80) М.: Стройиздат, 1981

34. **Предприятия** общественного питания. Нормы проектирования (СНиП II-Л.8-71). М.: Стройиздат, 1972

35. **Лечебно-профилактические** учреждения (СНиП II-69-78) М.: Стройиздат, 1979

36. **Кинотеатры** (СНиП II-73-76) М.: Стройиздат, 1977

37. **Клубы.** Нормы проектирования (СНиП II-Л.16-71) М.: Стройиздат, 1972.

38. **Спортивные** сооружения (СНиП II-76-78). М.: Стройиздат, 1979.

39 **Гостиницы** (СНиП II-79-78) М Стройиздат, 1978

40 **Театры.** Нормы проектирования (СНиП II П 20-69) М Стройиздат 1969

41 **Предприятия** бытового обслуживания населения (СНиП II-80-75) М Стройиздат, 1976

42 **Здания** конструкторских и проектных организаций (СНиП II-83-78) М Стройиздат 1978

43 **Здания** управлений (СНиП II-84-78) М Стройиздат, 1978

44 **Сооружения** промышленных предприятии (СНиП 2 09 03-85) М ЦИТП Госстроя СССР, 1986

45 **Вспомогательные** здания и помещения промышленных предприятий (СНиП II-92-76) М Стройиздат, 1977

46 **Организация** строительного производства (СНиП 3 01 01 85) М Стройиздат, 1985

47 **Внутренние** санитарно-технические системы (СНиП 3 05 01-85) М ЦИТП Госстроя СССР, 1986

48 **Тепловые** сети (СНиП 3 05 03-85) М ЦИТП Госстроя СССР, 1986

49 **Инструкция** по инженерным изысканиям для городского и поселкового строительства (СН 211-62) М Стройиздат, 1962

50 **Инструкция** о порядке проведения экспертизы проектов и смет на строительство (реконструкцию) предприятий, зданий и сооружений (СН 213-73) М Стройиздат, 1977

51 **Инструкция** по типовому проектированию (СН 227-82) М Стройиздат, 1983

52 **Санитарные** нормы проектирования промышленных предприятий (СН 245—71) М Стройиздат, 1972

53 **Временные** нормы продолжительности проектирования (СН 283-64) М Стройиздат, 1964

54 **Указания** по производству и приемке работ по строительству в городах и на промышленных предприятиях коллекторных тоннелей сооружаемых способом щитовой проходки (СН 322-74) М Стройиздат 1975

55 **Инструкция** по разработке схем генеральных планов групп предприятий с общими объектами (промышленных узлов) (СН 387-78) М Стройиздат 1979

56 **Инструкция** *по определению экономической эффективности капитальных вложений* в строительство (СН 423-71) М Стройиздат 1972

57 **Инструкция** о порядке разработки новых и пересмотре действующих норм технологического проектирования *(СН* 470-75*) М Стройиздат, 1981

58 **Инструкция** по проектированию технологических стальных трубопроводов до $p_y = 10$ МПа (СН 527-80) М Стройиздат, 1981

59 **Перечень** единиц физических величин, подлежащих применению в строительстве (СН 528-80) М Стройиздат, 1981

60 **Инструкция** о составе, порядке разработки и утверждения схем теплоснабжения населенных пунктов с суммарной тепловой нагрузкой до 116 МВт (СН 531-80) М Стройиздат, 1982

61 **Инструкция** по проектированию тепловой изоляции оборудования и трубопроводов промышленных предприятий (СН 542-81) М Стройиздат, 1983

62 **Технические** правила по экономному расходованию основных строительных материалов (ТП 101-81*) М Стройиздат, 1984

63 **Инструкция** о составе порядке разработки, согласования и утверждения схем и проектов районной планировки и планировки застройки городов, поселков и сельских населенных пунктов (ВСН 38-82 Госгражданстрой) М Стройиздат, 1984

64 **Нормы** тепловых потерь изолированными поверхностями оборудования и трубопроводов с положительными температурами (ВСН 345-75/ММСС СССР) М ВНИПИ Теплопроект 1975

65 **Нормы** тепловых потерь при бесканальной прокладке тепловых сетей (ВСН 399-79/ММСС СССР) М ЦБНТИ Минмонтажспецстроя СССР, 1979

66 **Нормы** амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства СССР и положение о порядке планирования, начисления и использования амортизационных отчислений в народном хозяйстве М Экономика, 1974

67 **Нормы** технологического проектирования тепловых электрических станций (ВНТП-81/Минэнерго СССР М Изд МОТЭП, 1981

68 **Положение** о порядке формирования, проектирования, планирования и финансирования строительства объектов, общих для групп предприятий (промышленного узла) М Стройиздат 1982

69 **Положение** о государственной проектной и изыскательской организациях выполняющих работы для капитального строительства М Стройиздат, 1970

70 **Единые** нормы продолжительности проектирования и строительства предприятий, зданий и сооружений и освоения проектных мощностей М Стройиздат, 1983

71 **Госгортехнадзор СССР.** Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды М Недра, 1970

72 **Госгортехнадзор СССР.** Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением М Металлургия, 1976

73 **Правила** технической эксплуатации электрических станций и сетей Изд 13-е М Энергия, 1977

74 **Правила** пользования электрической и тепловой энергией Изд 3-е М Энергоиздат, 1982

75 **Правила** технической эксплуатации теплоиспользующих установок и тепловых сетей и правила техники безопасности при

и тепловых сетей Изд 2-е М Энергия, 1973

76 **Правила** техники безопасности при обслуживании тепловых сетей Изд 3-е М Атомиздат, 1975

77 **Инструкция** по эксплуатации тепловых сетей М Энергия, 1972

78 **Инструкция** по учету отпуска тепла электростанциями и предприятиями тепловых сетей М Энергия, 1976

79 **Правила** технической эксплуатации тепловых сетей и тепловых пунктов М Стройиздат, 1973

80 **Санитарные** правила проектирования и эксплуатации систем централизованного горячего водоснабжения (№ 2270-80) М Минздрав СССР, 1980

81 **Технические** правила на проектирование, строительство и приемку в эксплуатацию внутриквартальных коллекторов в г Москве М Изд Мосгорисполкома, 1983

Руководящие материалы

82 **Руководство** по проектированию городских улиц и дорог М Стройиздат, 1980

83 **Руководство** по проектированию новых городов М Стройиздат, 1982

84 **Руководство** по проектированию малых городов в системах расселения М Стройиздат, 1978

85 **Руководство** по составлению схем комплексного использования подземного пространства крупных и крупнейших городов М Стройиздат, 1978

86 **Руководство** по комплексному проектированию схем перспективного развития инженерного оборудования в генеральных планах малых и средних городов М Стройиздат, 1978

87 **Руководство** по проектированию промышленно-коммунальных зон в городах М Стройиздат 1982

88 **Рекомендации** по определению нагрузок на отдельно стоящие опоры и эстакады под трубопроводы М Стройиздат, 1973

89 **Пособие** по теплотехническим расчетам санитарно-технических сетей прокладываемых в вечномерзлых грунтах М Стройиздат, 1971

90 **Рекомендации** по проектированию инженерных коммуникаций прокладываемых в торфах и илистых грунтах М Стройиздат, 1972

91 **Руководство** по проектированию коммуникационных туннелей и каналов М Стройиздат 1979

92 **Руководящие** указания к использованию замыкающих затрат на топливо электрическую и тепловую энергию М Наука 1973

93 **Инструкция** по определению экономической эффективности капитальных вложений в развитие энергетического хозяйства (генерирование, передача и распределение электрической и тепловой энергии) М Энергия, 1973

94 **Руководство** по определению экономически оптимального сопротивления теплопередаче ограждающих конструкций зданий различного назначения М Стройиздат, 1981

95 **Руководство** по проектированию тепловых пунктов М Стройиздат, 1983

96 **Пособие** для изучения правил технической эксплуатации электрических станций и сетей (разд 4, 5) М Энергия 1980

97 **Инструкция** по защите тепловых сетей от электрохимической коррозии М Стройиздат, 1975

98 **Инструкция** по защите городских подземных трубопроводов от электрохимической коррозии М Стройиздат 1982

Справочные материалы

99 **Справочник** по климату СССР (вып 1–34) Л Гидрометеоиздат 1964–1971

100 **Справочник** проектировщика Проектирование тепловых сетей/Под ред А А Николаева М Стройиздат, 1965

101 **Справочник** строителя тепловых сетей Под ред С Е Захаренко Изд 2-е М Энергоатомиздат, 1984

102 **Мельников О. И., Ежов В. Т., Блюмштейн А. А.** Справочник монтажника сетей теплогазоснабжения Изд 2-е Л Стройиздат, 1980

103 **Справочник** строителя Тепловая изоляция Изд 4-е Под ред Г Ф Кузнецова М Стройиздат, 1985

104 **Защита** металлических сооружений от коррозии Справочник М Недра, 1981

105 **Справочник** по наладке и эксплуатации водяных тепловых сетей/В И Манюк Я И Каплинский, Э Б Хиж А И Манюк В К Ильин Изд 2-е М Стройиздат 1982

106 **Ривкин С. Л., Александров А. А.** Термодинамические свойства воды и водяного пара Справочник Изд 2-е М Энергоатомиздат, 1984

107 **Теплоэнергетика** и теплотехника Общие вопросы Справочник Под ред В А Григорьева и В М Зорина М Энергия, 1980

108 **Теплоэнергетика** и теплотехника Тепло- и массообмен Теплотехнический эксперимент Справочник Под ред В А Григорьева и В М Зорина М Энергоиздат, 1982

109 **Теплоэнергетика** и теплотехника Промышленная теплоэнергетика и теплотехника Справочник Под ред В А Григорьева и В М Зорина М Энергоатомиздат, 1983

110 **Справочник** по проектированию магистральных трубопроводов Под ред А И Тер Саркян Л Недра, 1977

111 **Автоматические** приборы, регуляторы и вычислительные системы Справочное пособие Л Машиностроение, 1976

112 **Справочник** по автоматизации котельных Л М Файерштейн, Л С Этинген Г Г Гохбойм М Энергоатомиздат, 1985

Книги

113 **Авраменко Ф.** Методика нормирования расхода топлива на отопление и хозяйственно-бытовые нужды М Госпланиздат, 1948

114 **Альтшуль А. Д., Киселев П. Г.** Гидравлика и аэродинамика Изд 2-е М Стройиздат, 1975

115 **Байков Б. Н., Стромгин С. Г.** Строительные конструкции М Стройиздат, 1980

116 **Бродский Е. Ф** Горячее водоснабжение при теплофикации Л Госстройиздат, 1961

117 **Витальев В. П.** Бесканальные прокладки тепловых сетей Изд 2-е М Энергоатомиздат, 1983

118 **Гибшман М. Е., Дедух И. Е.** Мосты и сооружения на автомобильных дорогах М Транспорт, 1981

119 **Громов Н. К.** Абонентские установки водяных тепловых сетей М Энергия, 1968

120 **Громов Н. К.** Городские теплофикационные системы М Энергия, 1974 253 с

121 **Зингер Н. М.** Гидравлические и тепловые режимы теплофикационных систем Изд 2-е М Энергоатомиздат, 1986

122 **Каменев П. Н., Сканави А. Н., Богословский В. Н. и др.** Отопление и вентиляция Ч I Отопление Изд 3-е М Стройиздат, 1975 Ч II Вентиляция М Стройиздат, 1976

123 **Константинова В. Е.** Надежность систем центрального водяного отопления в зданиях повышенной этажности М Стройиздат, 1976

124 **Крашенинников А. Н.** Автоклавный термоизоляционный пенобетон Л Госэнергоиздат, 1959

125 **Крашенинников А. Н.** Монолитная теплоизоляция из ячеистых бетонов и пластмасс Л Стройиздат, 1971

126 **Лапотышкина Н. П., Сазонов Р. П.** Водоподготовка и водохимический режим тепловых сетей М Энергоиздат, 1982

127 **Лыков А. В.** Явления переноса в капиллярно-пористых телах М Гостехтеоретиздат, 1954

128 **Лямин А. А., Скворцов А. А.** Проектирование и расчет конструкции тепловых сетей Изд 2-е М Стройиздат, 1965

129 **Маковский Л. В.** Городские подземные транспортные сооружения М Стройиздат, 1979

130 **Нечаев Г. А.** Новые способы изоляции теплопроводов подземной прокладки Л Энергия, 1972

131 **Петров И. К., Солошенко М. М., Царьков В. А.** Приборы и средства автоматизации для пищевой промышленности М Легкая и пищевая промышленность, 1981

132 **Правдин Б. Н.** Индустриальные способы изоляции теплопроводов Л Энергия, 1979

133 **Рихтер Г.** Гидравлика трубопроводов/Пер с нем Под ред Е П Шубина М ОНТИ 1936

134 **Скворцов А. А.** Компенсационные устройства теплофикационных трубопроводов М Госэнергоиздат, 1961

135 **Скоров Б. М.** Технико-экономические основы проектирования жилых, общественных, промышленных зданий и населенных мест М Высшая школа, 1972

136 **Соколов Е. Я.** Теплофикация и тепловые сети Изд 5-е М Энергоиздат, 1982

137 **Стрижевский И. В., Сурис М. А.** Защита подземных трубопроводов от коррозии М Энергоиздат, 1983

138 **Хижняков С. В.** Практические расчеты тепловой изоляции Изд 3-е М Энергия, 1976

139 **Хлудов А. В.** Горячее водоснабжение Изд 4-е М Госстройиздат, 1957

140 **Цай Т. Н.** Строительные конструкции Т 2 Железобетонные конструкции М Стройиздат, 1985

141 **Центер Ф. Г.** Проектирование тепловой изоляции электростанций и тепловых сетей Изд 2-е Л Энергия, 1972

142 **Чистович С. А.** Автоматическое регулирование расхода тепла в системах теплоснабжения и отопления М Стройиздат, 1975

143 **Повышение** эффективности работы систем горячего водоснабжения/Н Н Чистяков, М М Грудзинский, В И Ливчак, Е И Прохоров М Стройиздат, 1980

144 **Чудновский А. Ф.** Физика теплообмена в почве М Гостехтеоретиздат, 1948

145 **Шубин Е. П.** Основные вопросы проектирования систем теплоснабжения городов М Энергия 1979

146 **Шубин Е. П.** Проектирование городских тепловых сетей Ч I Основные принципы проектирования и расчет теплового потребления М Изд Минкомхоза РСФСР, 1952

147 **Шубин Е. П., Сагуновский С. А.** Изоляция теплопроводов М Госстройиздат, 1941

148 **Шубин Е. П.** Материалы, методы устройства и расчет тепловой изоляции трубопроводов М Госэнергоиздат, 1948

149 **Jurgensonn H.** Elastizitat und Festigkeit im Rohrleitungsbau Berlin Verlag J Springer, 1949

Статьи в сборниках и журналах

150 **Аронс А. А.** Конструкции и расчет теплопроводов Тепловые сети Работы научно-исследовательских институтов и промышленных организаций/Под ред Л Д Бермана и Б М Якуба М ОНТИ, 1936, С 5–55

151 **Конструкции** прокладок тепловых сетей/В П Витальев, Р М Соколов, Л Н Степанян, С А Фейгин /Теплофикация СССР/Под ред С Я Белинского и Н К Громова М Энергия, 1977 С 213–234

152 **Воронкова Н. А., Сафонов А. П** Опыт эксплуатации прокладок трубопрово-

дов в каналах//Эксплуатация городских тепловых сетей М БТИ ОРГРЭС 1964 С 68–79

153 **Воронкова Н. А., Сафонов А. П.** Расчет режима работы элеватора с регулируемым выходным сечением сопла /Водоснабжение и санитарная техника, 1973, № 9 С 21–24

154 **Евелева К. А.** Опыт эксплуатации бесканальных прокладок теплопроводов в монолитной теплоизоляции в теплосети Ленэнерго//Эксплуатация городских тепловых сетей М БТИ ОРГРЭС, 1964 С 80–91

155 **Пик М. М.** Исследование изоляционных конструкций и внешней коррозии подземных теплопроводов в действующих установках//Наладочные и экспериментальные работы ОРГРЭС Под ред П С Гольденберга, А И Мальц и Б М Соколова (Вып 5) М Госэнергоиздат, 1952 С 36–52

156 **Сафонов А. П., Воронкова Н. А.** Характеристика водоструйных элеваторов конструкции ВТИ- Теплосеть Мосэнерго//Электрические станции 1966 № 7 С 23 -26

157 **Сеннова Е. В., Стенников В. А.** Об оптимальном проектировании развиваемых и реконструируемых теплоснабжающих систем//Теплоэнергетика 1984 № 9 С 26–30

158 **Скворцов А. А.** Воздушная (надземная) прокладка грубопроводов/ Строительство предприятий нефтяной промышленности, 1957 № 6 С 15–18

159 **Скворцов А. А.** Неподвижные опоры для подземных теплопроводов//Экспресс-информация Информбюро Минэнерго СССР (серия Строительство электростанций), 1977 Вып 6 С 25–28

160 **Скворцов А. А.** Совершенствование способов компенсации температурных удлинений /Энергетическое строительство 1982, № 4 С 13–17

161 **Скворцов А. А.** Бесканальные теплопроводы тепловых сетей (обзор/Теплофикация и централизованное теплоснабжение/ Тр ВТИ Л Энергия, 1974 Вып 6 С 195–226

162 **Соколов Е. Я., Сафонова И. А.** Исследование совместной работы струйных и центробежных насосов в системах теплофикации и централизованного теплоснабжения/ Теплоэнергетика 1971 № 12 С 47–51

163 **Сурис М. А., Витальев В. П.** Вопросы повышения надежности и долговечности подземных теплопроводов /Теплоэнергетика 1982 № 8 С 34–38

164 **Шубин Е. П.** Бесканальная прокладка тепловых сетей//Тепловые сети Работы научно-исследовательских институтов и промышленных организаций Под ред Л Д Бермана и Ь М Якуба М ОНТИ, 1936 С 56–76

165 **Шубин Е. П.** Нормы расчета изоляционных конструкций тепловых сетей Технические проблемы теплофикации Под ред С Я Белинского, К Д Лаврененко, М Б Перлина, С Ц Фаермана М Госэнергоиздат 1952 С 103–117

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Автоматизация насосных станций 324
Автоматизированные системы управления в тепловых сетях 347
Автоматическое регулирование систем отопления 284
Аккумулирующая способность ограждающих конструкций зданий 104, 291
Аккумуляторы горячей воды 85, 104, 287
Альтшуля формулы 129
Антикоррозионные покрытия 147, 271
Аппаратура телеизмерений и телемеханики 72, 344
Арматура тепловых сетей 12, 29
Аэрация помещений 75

Бернулли уравнение 121, 137, 142
Блазиуса формула 124

Внутренние тепловыделения в зданиях 78, 87, 99
Выбор способа прокладки тепловых сетей 219
– схем магистральных тепловых сетей 193, 197
– – распределительных тепловых сетей 193, 201
– трасс тепловых сетей 210, 218
Высота зданий, присоединяемых к сетям 138
Вязкость воды 120

Гидравлически гладкие трубы 124, 129
Гидравлические испытания тепловых сетей 127
– расчеты тепловых сетей 119
– режимы тепловых сетей динамические 138
– – – статические 137, 145, 323
Гидроизоляционные покрытия при бесканальной прокладке 244
Графики температур воды
– – в подающих трубопроводах сетей, отопительные 101, 107
– – – системах отопления 106
Грязевики 43

Давления воды во всасывающих патрубках сетевых насосов 138
– – в нагнетательных патрубках сетевых насосов 138
– – пробные 12
– – рабочие 12
– – расчетные 141
– – статические 138, 145
– – условные для труб и арматуры 12
Дарси – Вейсбаха уравнение 123
Деаэрация воды вакуумная 289
Детали трубопроводов тепловых сетей 17
Диспетчерские пункты центральные 342
Дренажные узлы 42
Дросселирование избыточного перепада давления на тепловых пунктах 140, 280

Единые районные расценки 339

Задвижки 29
Заполнение сетевой водой систем теплоиспользования 138
Затворы 31, 34
Защита бесканальных прокладок от увлажнения 243
– трубопроводов от наружной коррозии 267
– трубопроводов от наружной коррозии, проектирование 273
Зона излома графика температур сетевой воды 102, 110

Изложка производства 190
Изменения температур воды по участкам сетей 167
Измерение давлений 7
Измерение расходов 7
– температур 7
Изоляционные слои основные 49, 53, 147
– – покровные 50, 147
Изыскания на трассе сетей 210
Инструкции по эксплуатации тепловых сетей, пунктов и систем теплоиспользования 9
Инфильтрация наружного воздуха в зданиях 75, 78

Калориферные установки 75, 108
Камеры тепловых сетей 236
Каналы тепловых сетей непроходные 226
– – – полупроходные 230
– – – проходные 232
– телемеханики 344
Кармана теория 175
Квадратичный закон гидравлического сопротивления 124
Клапаны 30, 35
– обратные 30, 36
Климатические параметры 11, 92
Коллекторы для подземных прокладок 220, 232
Кольбрука формула 129
Компенсаторы манжетные 41
– осевые сильфонные (волнистые) 39
– П-образные 174
– сальниковые 39
Конструкции бесканальной прокладки 240
Коррозия наружная труб 125, 247
Котельные групповые 4, 194
– районные 4, 194
Коэффициент гидравлического сопротивления 123
– климатический 92, 116
– конфигурации зданий 92
– местных гидравлических сопротивлений 134
– – потерь энергии 136
– поправочный на тепловые потери 89, 103
– объемный зданий 98
– остекления зданий 91
– смещения 101, 106, 310
– суточной неравномерности 85, 104, 111
– теплоотдачи от поверхности конструкции к воздуху 79, 149
– – – теплоносителя к стенке трубы 149
– часовой неравномерности 85, 104, 111

Ламинарное течение в трубах 123
Линейные потери энергии в трубопроводах 123

Максимальные расстояния между подвижными опорами при воздушной прокладке 170
Материальная характеристика тепловых сетей 341
Местные потери энергии на трение в трубопроводах 122, 134
– тепловые потери в трубопроводах 166

Нагревательные приборы систем отопления 101, 106
Надежность работы тепловых сетей 193
Напоры 142
– полные 142
– развиваемые подпиточными насосами 142
– – сетевыми насосами 142
Насосные станции 5, 141, 205, 321, 328
Насосы подкачивающие 322
– подпиточные 138
– сетевые 5, 123, 137
– смесительные 106, 204, 281, 293, 309
Никурадзе формулы для гладких труб 124
– – – шероховатых труб 124
Ниши для компенсаторов 240
Нормативные документы 7

нормативный коэффициент эффективности капитальных вложении 189
Нормы амортизационных отчислений 190
– расходов горячей воды для жилых и общественных зданий 84
– тепловых потерь при воздушной прокладке сетей 10 153
– – – подземной бесканальной прокладке тепловых сетей 10 160
– технологического проектирования 10

Ограждающие конструкции зданий 78 90
Ограничители расхода сетевой воды на тепловых пунктах 105 320
Опоры трубопроводов неподвижные 27 29 225 238
– – подвижные 22
– – – катковые 22
– – – подвесные 22 25
– – – скользящие 22
Определение температур грунта вокруг изолированных трубопроводов 156 160
– толщин изоляции по заданным тепловым потерям 148 151 157 165
– – – – температурам поверхности изоляционных конструкций 152 165
Опрокидывание циркуляции в обратных трубопроводах сетей 112 118
Оптимизация выбора диаметров труб и потерь напора в сетях 191 202
– – трассы тепловых сетей 218
Отдельно стоящие опоры при воздушной прокладке сетей 222
Отметки по трассе сетей наивысшие 139
– – – – наинизшие 139
– – – – нулевые 139
Относительная вентиляционная нагрузка 82
– отопительная нагрузка 81 106
Относительные расходы воды в системах отопления 106 117
– тепловыделения в зданиях 81
– тепловые потери зданий 81

Перемычки в тепловых сетях 195
Перепады давления в оборудовании и трубопроводах теплоисточника 137
– – – трубопроводах сетей 122 136
– – развиваемые подпиточными насосами 138
– – – сетевыми насосами 138
– – располагаемые в данной точке сети 140
Пересечения сетей с естественными препятствиями и сооружениями 216
– – – подземными коммуникациями 259
Переходная область между гидравлически гладкими трубами и соответствующими квадратичному закону сопротивления 129 134
Переходы на трассы тепловых сетей в стальных футлярах 258
– – – – – – тунннелях 255
– – – – – мостовые 248
– – – – подводные 253
Плотность воды 119 137
Подогреватели водоводяные (водонагреватели) для систем горячего водоснабжения 5 103 306 318
– – – отопления 108 306
– – пластинчатые 317
– – секционные 306 314
Показатели стоимости строительства укрупненные 339
Потери напора на трение в оборудовании и трубопроводах теплоисточника 142
– – – – – трубопроводах тепловых сетей 142 145
Правила Госгортехнадзора СССР 9 12
Прандтля теория турбулентного течения 125 129
Предотвращение вскипания воды в сетях 141 145
Предприятия объединенных котельных и тепловых сетей 341
– тепловых сетей 340
– – – средства связи 344
Приборы автоматического регулирования 62
– для измерения давления и перепада давлений 57
– – – расхода и количества воды 59
– – – температуры 53
– контрольно-измерительные 53
Приведенные затраты 189, 198
Продолжительность отключения систем теплоиспользования от тепловых сетей 195
– отопительного периода средняя 94 352
Проект рабочий тепловых сетей 339
Проектирование планов и профилей трассы сетей 212
Проектная документация по тепловым сетям 9, 141 339
Производственные базы предприятий тепловых сетей 341
Прокладка тепловых сетей в районах Крайнего Севера 260
Проходы для труб и арматуры, условные 12, 119 122, 131
Пьезометрические высоты 142
– графики (пьезометры) 143 205

Разности отметок поверхности земли по трассе сетей 138 140 146
Разрегулировка систем водяного отопления 101
Расходы жидкости массовые 120 131
– – объемные 121
– подпиточной воды 128
– сетевой воды на системы вентиляции 109
– – – – – горячего водоснабжения при двухступенчатой смешанной схеме 113
– – – – – – при одноступенчатой параллельной схеме 112 319
– – – – при открытой схеме 111
– теплоты расчетные и суммарные на системы вентиляции 78
– – – – – – горячего водоснабжения 87
– – – – отопления 78
Расчет П образных компенсаторов 173
трубопроводов сетей на прочность 167
– – – – – при бесканальной прокладке 185
– трубопроводов сети на самокомпенсацию температурных расширении 179
– усилий на неподвижные опоры 172
Расчетные температуры воздуха в помещениях 75
– наружного воздуха для систем вентиляции 79 109
– – – – – систем отопления 79 93
– – – – условные 80 106
Регулирование отпуска теплоты в системах отопления и вентиляции индивидуальное 17 102, 284
– – качественное 101 285
– – качественно количественное 101 117 285
– – – от тепловых сетей групповое 7 285
– – – – – местное 7 284
– – – – – – по отопительному графику 102 107 320
– – – – – – суммарной нагрузке систем отопления и горячего водоснабжения 104 113, 320
– – – – – районные 7
– – – – – центральное 7 101 117 284
Регуляторы косвенного действия гидравлические 68
– – – электрические 69
– прямого действия гидравлические 63
– – – манометрические 63 66
– подпора на тепловых пунктах 140 283
– расхода сетевой воды на системы отопления 103 113 286

Регуляторы расхода сетевой воды суммарного на системы отопления и горячего водоснабжения 105
– температуры воды в системах горячего водоснабжения 103, 114, 288
Резервирование в тепловых сетях 195, 201
Рейнольдса число 122
– – граничные значения 129
Реконструкция действующих тепловых сетей 206
Руководящие материалы по проектированию тепловых сетей 10

Силикатная обработка воды для систем горячего водоснабжения 289
Системы вентиляции 5, 75, 109, 286
– водяного отопления 5, 75, 280
– воздушного отопления 75, 286
– – – совмещенного с приточной вентиляцией 77
– горячего водоснабжения 5, 84, 287
– кондиционирования воздуха 8, 78
– теплоиспользования 4, 101
– централизованного теплоснабжения групповые 4
– – – закрытые 5, 80, 101
– – – коммунальные 4
– – – межрайонные 4
– – – микрорайонные 4
– – – общегородские 4
– – – открытые 5, 84, 100
– – – промышленные 4
– – – районные 4, 196
– – – теплофикационные 5
Сметная стоимость сооружения тепловых сетей 335
Сметные нормы укрупненные 339
Сметы локальные на строительные работы 339
Совместная работа нескольких теплоисточников на общие тепловые сети 5, 198
Сопротивление теплопередаче изоляционных конструкции 149, 164
Сопротивление теплопередаче ограждающих конструкции зданий 79, 90
Справочные материалы по проектированию тепловых сетей 11
Среднее число суток с температурами наружного воздуха в различных интервалах 82, 357
Стадии проектирования тепловых сетей 339
Степень резервирования в тепловых сетях 196
Строительные конструкции тепловых сетей, основные положения по расчету 262
– – – при надземной прокладке 222
– – – подземной прокладке в коллекторах 232
– – – – – – непроходных каналах 227
нормы ведомственные 8
общесоюзные 7
– республиканские 7
и правила (СНиП) 7
Схемы подпитки тепловых сетей 6
присоединения к тепловым сетям систем вентиляции 286
– – – горячего водоснабжения закрытые 5, 137, 287
– – – – – – с подогревателями включенными по двухступенчатой последовательной схеме 109, 114, 292, 318
– – – – – – – по двухступенчатой смешанной схеме 103, 292, 319
– – – – – – – по параллельной схеме 103, 288, 292
– – – – – – – по одноступенчатой предвключенной схеме 292
– – – – открытые со смесителями 5, 103, 137, 294
присоединения к тепловым сетям систем отопления, зависимые с элеваторами 102, 106, 280
Схемы присоединения к тепловым сетям систем отопления
– – – – – – независимые с подогревателями 105, 108, 139, 197, 283, 315
– – – – – – со смесительными насосами 105, 197, 281, 313
– тепловых сетей принципиальные 194
– – – магистральных 196
– – – распределительных 201
– теплоснабжения населенных пунктов 5, 9, 96, 199

Телеизмерения на диспетчерских пунктах 343, 349
Телерегулирование на диспетчерских пунктах 343, 349
Телесигнализация на диспетчерских пунктах 343, 349
Телеуправление на диспетчерских пунктах 343, 349
Температура воды базовая 122, 130
– – в обратных трубопроводах сетей от калориферов систем вентиляции 109, 287
– – – – – – подогревателей систем горячего водоснабжения при параллельной схеме 112
– – – – – – первой ступени при двухступенчатой последовательной схеме 319–320
– – – – – – – смешанной схеме 318
– – в системах горячего водоснабжения 84, 102
– наружного воздуха абсолютная минимальная 79, 82, 352
– – – базовая 93
– – – расчетная для систем вентиляции 79
– – – – – – отопления 79, 93
– – – средняя месячная 352
– наружного воздуха средняя наиболее холодного периода 79, 93, 352
– – – – – холодной пятидневки 79, 93, 352
– – – условная 81, 99
Температуры почвы на различных глубинах 157, 360
Тепловая устойчивость систем теплоснабжения 194
Тепловые балансы отапливаемых зданий 77
– – участков тепловых сетей 167
– потери зданий 78, 79
– – изолированных трубопроводов при воздушной прокладке 149
– – – – при подземной бесканальной прокладке 154
– – – – – – канальной прокладке 163–165
– – трубопроводов систем горячего водоснабжения 89, 100
– пункты групповые (ГТП) 7, 102, 194, 203, 294, 304
– – местные (МТП) 7, 101, 137, 194, 290, 294, 301
– – микрорайонные 208, 294
– – определяющие 137
– – промышленных предприятий 207, 304
– – районные (РТП) 7, 198
– сети водяные двухтрубные 5, 193, 201, 299
– – – магистральные 6, 194, 291
– – – однотрубные 5
– – – распределительные 6, 201
– – – транзитные 6, 108, 145
– – – трехтрубные 6, 202, 299
– – – четырехтрубные 6, 202, 297
Теплоизоляционные изделия 11, 46
– конструкции тепловых сетей при воздушной прокладке 48, 147
– – – – – канальной прокладке 53, 163
– – – – – подземной бесканальной прокладке 240
Теплоисточники 4, 137, 194, 291
Теплоносители 4
Теплоприемники 4, 137
Теплопроводность грунтов 154, 162
материалов 48
тепловой изоляции 49

Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) 5, 193, 220, 340
– атомные 5
– теплофикационное оборудование 342
Термическое сопротивление грунта 154
– – за счет взаимодействия тепловых потоков от труб в грунте 160
– – теплоизоляционных конструкций 147, 155, 164
Точка излома графика температур сетевой воды 102, 110, 292, 318
Трубы для водяных тепловых сетей 11, 13, 122, 131
Турбулентное течение в трубах 123

Удельная характеристика зданий вентиляционная 90, 97
– – – отопительная 90, 97
– – – тепловых потерь 90, 116
Удельное гидравлическое сопротивление трубопроводов 126
Удельные замыкающие затраты на тепловую энергию 191
– – – – электрическую энергию 191
– перепады давления на трения в трубах 123
– потери напора на трение в трубах 142
– расчетные расходы сетевой воды на системы вентиляции 109
– – – – – – – горячего водоснабжения 111
– – – – – – – отопления 107, 116
– – – – – суммарные на системы отопления и горячего водоснабжения 115
– – – теплоты на вентиляцию общественных зданий 99
– – – – – горячее водоснабжение жилых и общественных зданий 100
– – – – – отопление жилых и общественных зданий
Уклоны гидравлические 142
– – усредненные 144
Управление тепловыми сетями и режимами их работы 193, 203
Утечки воды из тепловых сетей и присоединенных к ним систем теплоиспользования 138, 283
Участки водяных тепловых сетей 121, 136

Фланцевые соединения трубопроводов 19

Цехи (участки) тепловых сетей 340
Циркуляционные контуры двухтрубных водяных сетей 5
Циркуляция воды в системах горячего водоснабжения 89

Чертежи рабочие тепловых сетей 137, 339

Шероховатость внутренней поверхности труб 123
– – – – нормированная 127
– – – – относительная 124
– – – – равномерная искусственная 124
– – – – эквивалентная 124
– – – – – относительная 126
Шифринсона формула 126

Эквивалентная длина труб для местных тепловых потерь сетей 166
Экономическая эффективность капитальных вложений 189
Эксплуатация тепловых сетей 195
Элеваторы водоструйные 102, 106, 280, 301, 306
Электродренажные установки 272, 278
Эстакады для прокладки тепловых сетей 222

Предисловие 3

Раздел первый
ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Глава первая **Общая характеристика тепловых сетей и тепловых пунктов** 4
1 1 Системы централизованного теплоснабжения и их структура 4
1 2 Общая характеристика тепловых сетей 5
1 3 Общая характеристика тепловых пунктов 6

Глава вторая **Нормативные документы, руководящие и справочные материалы** 7
2 1 Общая характеристика нормативных документов 7
2 2 Общая характеристика руководящих и справочных материалов 10

Раздел второй
ЭЛЕМЕНТЫ И КОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Глава третья **Трубы и детали трубопроводов** 11
3 1 Общая часть 11
3 2 Трубы 13
3 3 Детали трубопроводов 17
3 4 Опоры трубопроводов . . . 22

Глава четвертая **Арматура и оборудование** 29
4 1 Арматура 29
4 2 Компенсаторы 39
4 3 Дренажные устройства 42
4 4 Грязевики 43

Глава пятая **Теплоизоляционные материалы и конструкции** . . 45
5 1 Общая характеристика теплоизоляционных материалов и изделий 45
5 2 Теплоизоляционные конструкции при воздушной и подземной канальной прокладке тепловых сетей . . 48

Глава шестая **Контрольно-измерительные приборы, автоматические регуляторы и аппаратура телемеханики** 5
6 1 Первичные приборы и измерительные преобразователи 5
6 2 Вторичные приборы 6
6 3 Приборы автоматического регулирования и автоматические регуляторы 6
6 4 Аппаратура телемеханики и телеизмерений 7

Раздел третий
РАСЧЕТЫ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Глава седьмая **Расчетные и суммарные расходы теплоты, отпускаемой из тепловых сетей** 74
7 1 Расходы теплоты на отопление и вентиляцию зданий . . 74
7 2 Расходы теплоты на горячее водоснабжение зданий . . . 8
7 3 Укрупненные показатели расходов теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение 90

Глава восьмая **Выбор графиков температур и определение расчетных расходов сетевой воды** 101
8 1 Основные ступени и способы регулирования в водяных тепловых сетях 101
8 2 Определение температур и расчетных расходов сетевой воды при центральном качественном регулировании по отопительному графику . . 106
8 3 Определение температур и расчетных расходов сетевой воды при центральном регулировании по суммарной тепловой нагрузке систем отопления и горячего водоснабжения 11

...дравлические расчеты и режимы работы водяных тепловых сетей 119
9.1 Основные задачи и исходные данные гидравлических расчетов 119
9.2 Формулы и таблицы для гидравлических расчетов . . 121
9.3 Местные гидравлические потери 134
9.4 Гидравлические режимы и пьезометрические графики . . . 137

Глава десятая **Тепловые расчеты изоляционных конструкций тепловых сетей** 146
10.1 Основные задачи тепловых расчетов изоляционных конструкций 146
10.2 Тепловые расчеты при воздушной прокладке тепловых сетей 147
10.3 Тепловые расчеты при подземной бесканальной прокладке тепловых сетей . . . 154
10.4 Тепловые расчеты при подземной канальной прокладке тепловых сетей 163
10.5 Суммарные тепловые потери тепловых сетей 166

Глава одиннадцатая **Расчет трубопроводов тепловых сетей на прочность в компенсацию температурных расширений** 167
11.1 Особенности расчета трубопроводов 167
11.2 Расчетные нагрузки и воздействия на трубопроводы тепловых сетей 168
11.3 Расчет напряжений вызванных внутренним делением теплоносителя 168
11.4 Расчет теплопроводов на весовые нагрузки 169
11.5 Расчет усилий действующих на неподвижные опоры . . 172
11.6 Расчет П-образных компенсаторов 173
11.7 Расчет теплопроводов на самокомпенсацию температурных расширений 179
11.8 Расчет усилий, действующих в бесканальных теплопроводах 185

Глава двенадцатая **Основные положения технико-экономических расчетов при проектировании тепловых сетей** 189
12.1 Сравнительная экономическая эффективность капитальных вложений 189
12.2 Определение диаметров тепловых сетей 191
12.3 Выбор схем распределительных сетей и тепловых пунктов 192

Раздел четвертый

СХЕМЫ И СПОСОБЫ ПРОКЛАДКИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Глава тринадцатая **Схемы тепловых сетей** 193
13.1 Принципы построения схем тепловых сетей 193
13.2 Схемы магистральных сетей 197
13.3 Схемы распределительных сетей 201
13.4 Управление тепловыми сетями и режимом их работы 203
13.5 Реконструкция тепловых сетей 206

Глава четырнадцатая **Проектирование трасс тепловых сетей** 210
14.1 Выбор трасс на стадии разработки схем 210
14.2 Инженерные изыскания . . 210
14.3 Проектирование трассы в плане и профиле 211
14.4 Пересечение естественных препятствий и искусственных сооружений 216
14.5 Выбор оптимального варианта трассы 218

Глава пятнадцатая **Выбор способа прокладки тепловых сетей** 219

Глава шестнадцатая **Конструкции надземной прокладки тепловых сетей** 222

Глава семнадцатая **Конструкции канальной прокладки тепловых сетей** 227
17.1 Каналы непроходные и полупроходные 227
17.2 Туннели и коллекторы . . 232
17.3 Камеры, неподвижные опоры и ниши 236

Глава восемнадцатая **Конструкции бесканальной прокладки тепловых сетей** 240
18.1 Классификация бесканальных прокладок и требования к ним 240
18.2 Конструкции бесканальных прокладок 241
18.3 Защита бесканальных трубопроводов от увлажнения 242

Глава девятнадцатая **Специальные сооружения по трассе тепловых сетей** 248
19.1 Мостовые переходы . . . 248
19.2 Подводные переходы . . . 253
19.3 Туннельные переходы . . . 255
19.4 Переходы в футлярах . . . 258
19.5 Пересечения с подземными сетями 259
19.6 Прокладка тепловых сетей в районах Севера 260

Глава двадцатая **Основные положения по расчету строительных конструкций тепловых сетей** . . 262

Глава двадцать первая **Защита трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии** 267
21.1 Общие положения 267
21.2 Исходные данные для определения опасности электрохимической коррозии трубопроводов тепловых сетей . . 268
21.3 Способы защиты трубопроводов тепловых сетей от коррозии 270
21.4 Защита трубопроводов тепловых сетей изолирующими покрытиями . . 272
21.5 Электрохимическая защита трубопроводов тепловых сетей 272
21.6 Проектирование защиты от коррозии тепловых сетей . . 275

Раздел пятый

ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ И НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ

Глава двадцать вторая **Схемы присоединения и автоматизации систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения** . . . 280
22.1 Зависимые схемы присоединения систем отопления . . 280
22.2 Независимые схемы присоединения систем отопления 283
22.3 Автоматическое регулирование систем отопления . . . 284
22.4 Схемы присоединения систем воздушного отопления и приточной вентиляции . . 286
22.5 Схемы присоединения систем горячего водоснабжения . . 287

Глава двадцать третья **Групповые и местные тепловые пункты** 290
23.1 Схемы тепловых пунктов . . 290
23.2 Тепловые пункты микрорайонов 294
23.3 Тепловые пункты общественных зданий 303
23.4 Тепловые пункты промышленных предприятий . . . 304

Глава двадцать четвертая **Оборудование тепловых пунктов** 306

Глава двадцать пятая **Расчет и выбор оборудования тепловых пунктов** . . 310
25.1 Расчет и выбор элеваторов и насосов 310
25.2 Расчет схем с подогревателями 315

Глава двадцать шестая **Насосные станции** 321
26.1 Общие положения. Технологические схемы насосных станций 321
26.2 Подбор насосов 322
26.3 Автоматизация насосных станций 324
26.4 Компоновка насосных станции 328
26.5 Строительные конструкции и санитарно-технические устройства 331

Раздел шестой

СМЕТЫ И ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Глава двадцать седьмая **Сметная документация на сооружение тепловых сетей** 335

Глава двадцать восьмая **Организация эксплуатации тепловых сетей и пунктов** 340
28.1 Организационные структуры предприятий 340
28.2 Производственные базы предприятий 341
28.3 Диспетчерское управление 342

Приложения 352
Список литературы 364
Предметный указатель 369

Справочник специалиста

ВОДЯНЫЕ ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

Справочное пособие по проектированию

Редактор *А. В. Извеков*
Редактор издательства *А. А. Кузнецов*
Художественный редактор *В. А. Гозак-Хозак*
Технический редактор *О. Д. Кузнецова*
Корректор *Е. С. Арефьева*

ИБ № 65

Сдано в набор 02.06.87. Подписано в печать 24.05.88. Т-00139. Формат $70 \times 100^1/_{16}$. Бумага офсетная № 1. Гарнитура таймс. Печать офсетная. Усл. печ. л. 30,55. Усл. кр.-отт. 61,10. Уч.-изд. л. 41,18. Тираж 33 000 экз. Заказ 1044. Цена 2 р. 60 к.

Энергоатомиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Ордена Октябрьской Революции, ордена Трудового Красного Знамени Ленинградское производственно-техническое объединение «Печатный Двор» имени А. М. Горького Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 197136, Ленинград, П-136, Чкаловский пр., 15.