

Министерство образования Республики Беларусь  
БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ

---

Кафедра «Теплогазоснабжение и вентиляция»

В.М. Копко

# ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

Курс лекций  
для студентов специальности 1-70 04 02  
«Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного  
бассейна» высших учебных заведений

Минск  
БНТУ  
2011

УДК 697.34(075.8)  
ББК 31.38я7  
К 65

Рецензенты:  
*П.И. Дячек, А.П. Несенчук*

**Копко, В.М.**  
К 65      Тепловые сети: курс лекций для студентов специальности 1-70 04 02 «Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна» высших учебных заведений / В.М. Копко. – Минск: БНТУ, 2011. – 184 с.

ISBN 978-985-525-666-4.

Рассматриваются конструктивные элементы тепловых сетей, требования к проектированию трассы теплопроводов, а также надземные, подземные канальные и бесканальные прокладки. Особое внимание уделяется современным бесканальным прокладкам теплосетей. Приводятся методики гидравлического расчета водяных тепловых сетей, паро- и конденсатопроводов, расчета трубопроводов на прочность и компенсацию тепловых удлинений. Рассматриваются возможные гидравлические режимы в тепловых сетях. Кроме того, излагаются вопросы тепловой изоляции теплопроводов и расчета теплоизоляции.

Для студентов вузов специальности «Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна».

УДК 697.34(075.8)  
ББК 31.38я7

ISBN 978-985-525-666-4

© Копко В.М., 2011  
© БНТУ, 2011

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
1. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ.....	7
1.1. Схемы тепловых сетей.....	7
1.2. Конструктивные элементы тепловых сетей.....	11
1.2.1. Трубы и детали трубопроводов.....	11
1.2.2. Запорная арматура .....	15
1.2.3. Подвижные опоры .....	21
1.2.4. Неподвижные опоры .....	24
1.2.5. Компенсаторы .....	27
1.2.6. Вспомогательное оборудование.....	37
2. ТРАССА И СПОСОБЫ ПРОКЛАДКИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ .....	39
2.1. Трасса тепловых сетей .....	39
2.2. Надземные прокладки тепловых сетей .....	42
2.3. Подземные канальные прокладки тепловых сетей .....	46
2.4. Бесканальные прокладки тепловых сетей.....	48
2.5. Бесканальные прокладки из предварительно изолированных труб.....	50
2.5.1. Общие положения .....	50
2.5.2. Компенсационный метод прокладки предызолированных труб .....	54
2.5.3. Прокладка труб с предварительным подогревом.....	60
2.5.4. Прокладка труб с применением сильфонных компенсаторов .....	63
2.5.5. Компенсационные зоны.....	65
2.5.6. Неподвижные опоры.....	66
2.5.7. Ответвления трубопроводов .....	68
2.5.8. Присоединение к теплопроводам канальной прокладки.....	70
2.5.9. Установка арматуры и фасонных изделий.....	72
2.5.10. Система оперативного дистанционного контроля .....	72
2.5.11. Гибкие предызолированные трубы.....	74
2.6. Камеры обслуживания и контроля .....	76
2.7. Защита подземных прокладок от грунтовых вод.....	78

2.8. Пересечение трубопроводов теплосетей с инженерными сооружениями и естественными препятствиями .....	80
3. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ .....	86
3.1. Определение расчетных расходов теплоносителя .....	86
3.1.1. Закрытые системы теплоснабжения.....	86
3.1.2. Открытые системы теплоснабжения.....	89
3.2. Основные положения гидравлического расчета .....	90
3.3. Порядок гидравлического расчета трубопроводов водяных тепловых сетей.....	93
3.4. Гидравлический расчет паропроводов .....	95
3.4.1. Расчет паропроводов насыщенного пара.....	98
3.4.2. Расчет паропроводов перегретого пара .....	99
3.5. Гидравлический расчет конденсатопроводов.....	100
4. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ.....	103
4.1. Пьезометрические графики .....	103
4.2. Выбор схем присоединения абонентов.....	110
4.3. Расчет гидравлических режимов .....	114
4.4. Гидравлическая устойчивость систем теплоснабжения.....	118
4.5. Подпитка тепловых сетей.....	121
4.6. Гидравлический режим открытых систем теплоснабжения.....	123
4.7. Насосные подстанции .....	125
4.8. Определение параметров сетевых, подпиточных и конденсатных насосов .....	130
4.8.1. Сетевые насосы .....	130
4.8.2. Подпиточные насосы.....	130
4.8.3. Конденсатные насосы.....	131
5. РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ И КОМПЕНСАЦИЮ ТЕПЛОВЫХ УДЛИНЕНИЙ .....	133
5.1. Определение расстояний между подвижными опорами .....	134
5.2. Определение нагрузок на опоры трубопроводов .....	136
5.3. Компенсация температурных удлинений .....	140
5.3.1. Расчет Г-образного компенсатора.....	146
5.3.2. Г-образный отвод с углом менее 90° .....	146
5.3.3. П-образный компенсатор .....	147

6. ТЕПЛОВАЯ ИЗОЛЯЦИЯ И ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ .....	149
6.1. Требования, предъявляемые к теплоизоляционным материалам, и их свойства .....	149
6.2. Теплоизоляционные материалы, изделия и конструкции при надземной и подземной прокладке тепловых сетей в каналах .....	151
6.2.1. Теплоизоляционные материалы .....	151
6.2.2. Теплоизоляционные конструкции .....	153
6.2.3. Теплоизоляционные материалы и конструкции бесканальных прокладок.....	156
6.3. Тепловой расчет изоляции.....	160
6.3.1. Основные расчетные зависимости.....	160
6.3.2. Расчет теплопроводов надземной прокладки .....	168
6.3.3. Тепловой расчет изоляции при канальной прокладке.....	169
6.3.4. Тепловой расчет изоляции при бесканальной прокладке.....	171
6.3.5. Определение толщины изоляции по температуре на поверхности .....	172
6.3.6. Определение температурного поля грунта вокруг теплопроводов подземной прокладки.....	173
6.3.7. Падение температуры теплоносителя по длине изолированного теплопровода .....	174
6.3.8. Определение экономической толщины слоя изоляции .....	176
 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	 179
 ПРИЛОЖЕНИЯ.....	 181
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 .....	181
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 .....	182
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 .....	183
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 .....	184

## ВВЕДЕНИЕ

Теплоснабжение является одной из специальных дисциплин специальности «Теплогасоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна» и базируется на предварительном изучении студентами основополагающих дисциплин, таких как «Техническая термодинамика», «Тепломассообмен», «Механика жидкости и газа», «Строительная теплофизика», поэтому изложение материала основано на знании студентами вышеназванных дисциплин, а также спецкурсов «Отопление» и «Теплогенерирующие установки».

Издание является частью общего курса «Теплоснабжение» и содержит шесть глав: «Тепловые сети», «Трасса и способы прокладки тепловых сетей», «Гидравлический расчет тепловых сетей», «Гидравлические режимы в тепловых сетях», «Расчет трубопроводов на прочность и компенсацию тепловых удлинений» и «Тепловая изоляция и тепловой расчет».

Изложение курса лекций в значительной мере основывается на материалах учебника Соколова Е.Я. «Теплофикация и тепловые сети», а также учебного пособия Козина В.Е. и др. «Теплоснабжение», указанных в списке использованной литературы.

В подготовке иллюстративного материала активное участие принимали студенты Федынки П.П. и Литвина А.А.

# 1. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

## 1.1. Схемы тепловых сетей

По своему назначению тепловые сети подразделяются:

а) на магистральные – от источника тепла до территории тепловых районов, микрорайонов или промпредприятий;

б) распределительные – от магистральных тепловых сетей до узлов ответвлений к центральным тепловым пунктам (ЦТП) или к городским кварталам;

в) ответвления к отдельным зданиям – ответвления от распределительных сетей до узлов присоединения местных систем (индивидуальных тепловых пунктов – ИТП).

В зависимости от размещения источников тепла и потребителей тепловые сети могут быть лучевыми (радиальными), тупиковыми и кольцевыми.

При лучевых или радиальных теплосетях тупиковые магистрали прокладываются к тепловым районам (рис. 1.1). Недостаток схемы – в необеспеченности потребителей в случае аварии на магистрали. С целью резервирования соседние магистрали иногда соединяют перемычкой, которая рассчитывается на пропуск аварийного расхода воды не менее 50 % от расчетного для резервируемого участка.

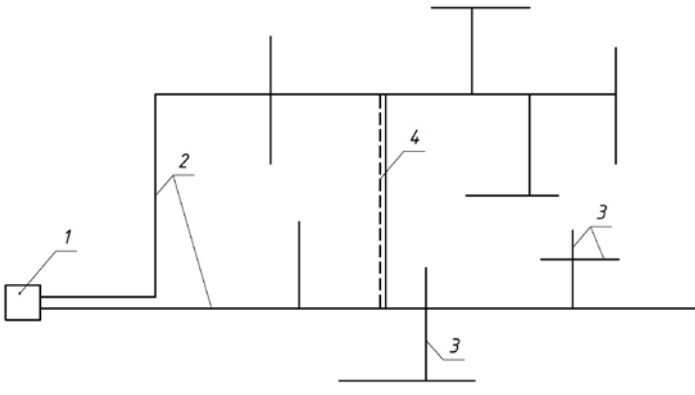


Рис. 1.1. Схема лучевых (радиальных) тепловых сетей:

1 – источник тепла; 2 – магистральные теплосети;

3 – распределительные теплосети; 4 – резервирующая перемычка

Радиальные магистральные сети нескольких источников с целью резервирования подачи тепла соединяют между собой резервирующими перемычками, в результате получают зарезервированные сети с тупиковыми ответвлениями (рис. 1.2).

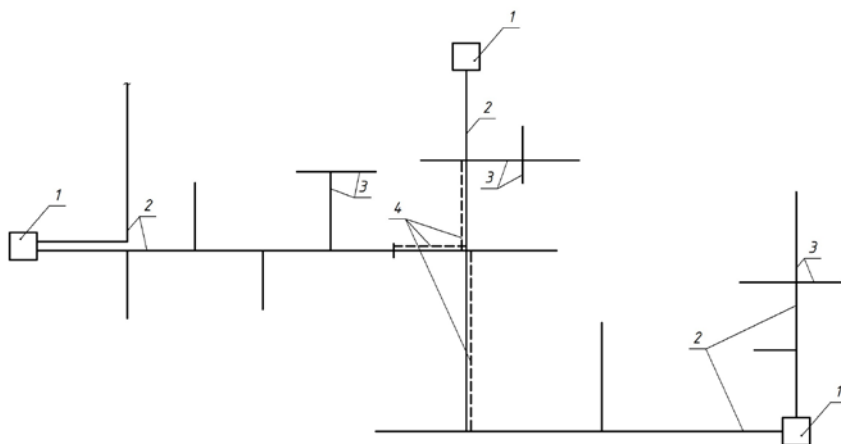


Рис. 1.2. Схема зарезервированных тепловых сетей от трех источников теплоты:  
 1 – источник тепла; 2 – магистральные теплосети;  
 3 – распределительные теплосети; 4 – резервирующая перемычка

Нормами на проектирование тепловых сетей предусматривается резервная подача теплоты при подземной прокладке теплосетей в непроходных каналах и бесканально в процентах от расчетной тепловой нагрузки в зависимости от диаметров теплопроводов: до  $D_y = 600$  – не резервируется,  $D_y = 600 - 50\%$ ,  $D_y > 700 - 60\%$  [8, табл. 1]. Резервирование подачи теплоты по тепловым сетям, прокладываемым в тоннелях и надземным способом, предусматривать не следует.

Для предприятий, у которых не допускаются перерывы в подаче теплоты (больницы, детские учреждения, картинные галереи и т. п.), следует предусматривать резервирование со 100 %-й подачей теплоты. Для этого следует использовать местные резервные источники теплоты или передвижные котельные.

Как показывает практика, продолжительность ликвидации аварий в водяных теплосетях диаметром до 600 мм не превышает нормы – 24 часа. Поэтому при диаметрах теплопроводов до 600 мм резервные (блокировочные) перемычки можно не предусматривать.



В кольцевых сетях диаметры отдельных колец на всем их протяжении постоянные, независимо от величины их тепловой нагрузки (рис. 1.3). Несомненно, кольцевые сети дороже радиальных, удлиняются сроки ликвидации аварий из-за трудностей установления места, однако в случае аварии потребители могут получать расчетное количество тепла от другого теплоисточника.

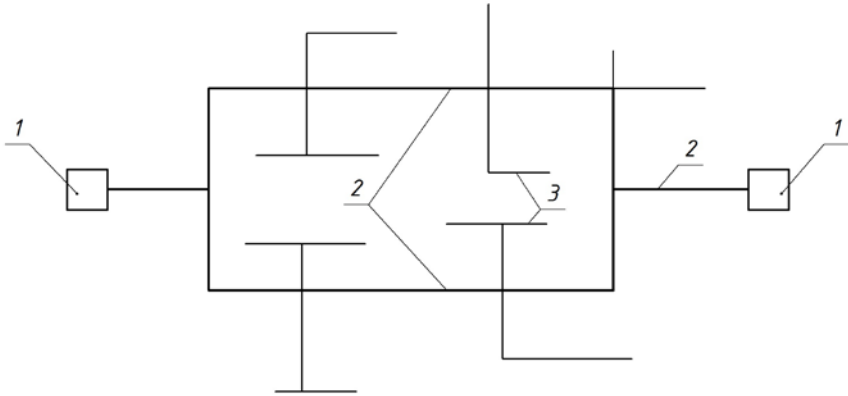


Рис. 1.3. Схема кольцевых тепловых сетей от двух источников тепла:  
 1 – источник тепла; 2 – магистральные теплосети;  
 3 – распределительные теплосети

Разработаны рациональные схемы тепловых сетей, в которых предусматривается резервирование с помощью контрольно-распределительных пунктов (КРП) (рис. 1.4). Схема предусматривает четкое разделение тепловой сети на магистральные 1 и распределительные 2 сети. Каждый участок распределительных сетей подключается к магистральным теплопроводам по обе стороны от секционирующих задвижек 3 на подающем и обратном трубопроводах магистральных сетей. Здесь же кроме головных задвижек 4 распределительных сетей помещаются головные задвижки 5 резервных (блокировочных) связей 6. Как правило, они выполняются однотрубными, а подключение по обе стороны от секционирующих задвижек позволяет их использовать для резервирования как подающей, так и обратной линии. На КРП могут находиться смесительные насосы 7 с регуляторами смещения 8, понижающими температуру сетевой воды в распределительных сетях. При необходимости

на КРП может размещаться насосная повысительная подстанция 9 на обратном или на подающем трубопроводах. Кроме того, могут быть установлены регуляторы давления или расхода 10 и расходомеры 11. Обязательна установка контролирующих манометров и термометров. Наличие смесительных насосов и регуляторов смешения, а также повысительных насосов на обратной линии позволяет устанавливать в магистральной и распределительной сети различные тепловые и гидравлические режимы.

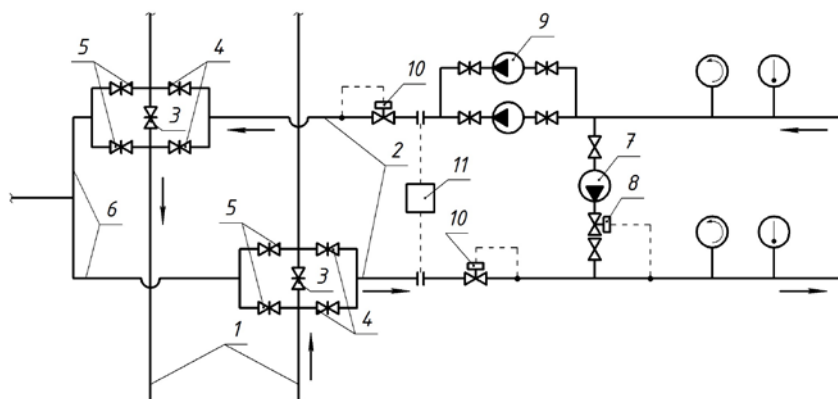


Рис. 1.4. Схема КРП:

- 1 – магистральная теплосеть; 2 – распределительная теплосеть;
- 3 – секционирующие задвижки; 4 – головные задвижки распределительной теплосети; 5 – головные задвижки блокировочные трубопроводов;
- 6 – блокировочные трубопроводы; 7 – смесительный насос;
- 8 – регулятор смешения; 9 – повысительный насос;
- 10 – регулятор давления (или расхода); 11 – расходомер

Схема теплоснабжения с КРП разрывает жесткую связь между тепловыми и гидравлическими режимами в магистральных и распределительных теплопроводах, что позволяет поддерживать требуемые режимы в распределительных сетях при определенном изменении режимов в магистральных теплопроводах и, наоборот, изменять тепловой и гидравлический режимы в распределительных сетях при постоянных режимах в магистральных.

## 1.2. Конструктивные элементы тепловых сетей

### 1.2.1. Трубы и детали трубопроводов

Трубы являются наиболее важным и ответственным конструктивным элементом тепловых сетей. В настоящее время для трубопроводов тепловых сетей применяют трубы стальные электросварные с прямым или спиральным швом, причем спиральношовные трубы допускается применять только на прямых участках. Все требования к материалу трубопроводов, их элементам (фланцам, переходам, отводам, тройникам, ответвлениям и заглушкам) определяются «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» Госпроматомнадзора Республики Беларусь.

Бесшовные горячекатаные трубы применяются редко, в основном малых диаметров, а также в случаях, не допустимых требованиями Госпроматомнадзора, например, при давлении теплоносителя до 4 МПа с температурой до 300 °С.

В качестве материала труб применяются стали 2, 3, 10сп, 20сп, 10Г2С1, 15ГС, 16ГС (Ст2 содержит до 0,2 % углерода; стали 10, 20 – до 0,1 % углерода; Г – марганец – до 2 %; С – кремний – до 1 %; сп – спокойная сталь).

Электросварные трубы применяют с различной толщиной стенки, например, от 2 мм при диаметре 40 мм до 13 мм при диаметре 1400 мм в соответствии с сортаментом по стандарту или сертификату. Некоторые сортаменты труб приведены в [9, табл. 3.3–3.8].

Имеются случаи практического применения стальных электросварных спиральношовных труб диаметрами 530, 630, 720 и 820 мм с винтовыми гофрами, самокомпенсирующие тепловые удлинения трубопроводов.

Для тепловых сетей горячего водоснабжения в закрытых системах теплоснабжения должны применяться оцинкованные водогазопроводные трубы, выпускаемые промышленностью диаметрами условных проходов от 15 до 150 мм [9, табл. 3.8].

Для бесканальной прокладки тепловых сетей с температурой воды до 115 °С и рабочим давлением до 1,2 МПа в сельской местности допускается применение асбестоцементных труб условным проходом 100, 150, 200, 250 и 300 мм в соответствии с ВСН 2-70 Мин-

сельстроя СССР. Соединяются трубы асбестоцементными муфтами с уплотнительными кольцами из термостойкой резины.

В последнее время для трубопроводов внутридомовых систем горячего водоснабжения и сборных конденсатопроводов все шире применяются трубопроводы из термостойких синтетических материалов, а также комбинированные металлопластиковые трубы.

Стальные трубы при монтаже тепловых сетей соединяют электрической или газовой сваркой. Фланцевое соединение применяется только при установке фланцевой арматуры (рис. 1.5), а также измерительных диафрагм.

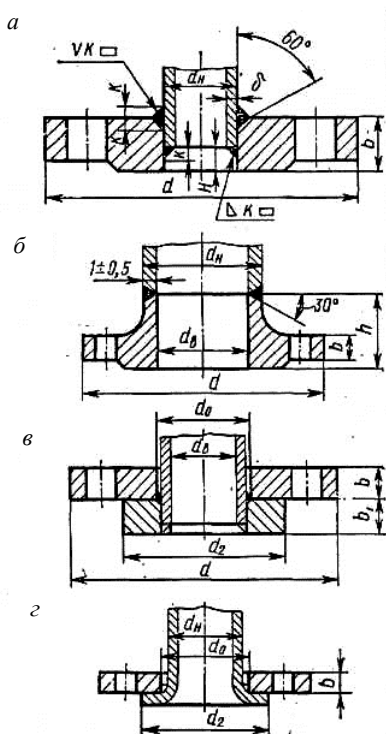


Рис. 1.5. Фланцы:

*a* – плоские приварные с соединительным выступом; *б* – с шейкой приварные встык; *в* – свободные на приварном кольце; *г* – свободные на отбортованной трубе

Для гибких компенсаторов, углов поворота используются круто-изогнутые отводы заводского изготовления с радиусомгиба от одного до 3,5 диаметров трубы, а также гнутые отводы со складками (рис. 1.6, а, б). Для трубопроводов больших диаметров применяются сварные секторные отводы (рис. 1.6, в) с различными углами поворота и углами скосов.

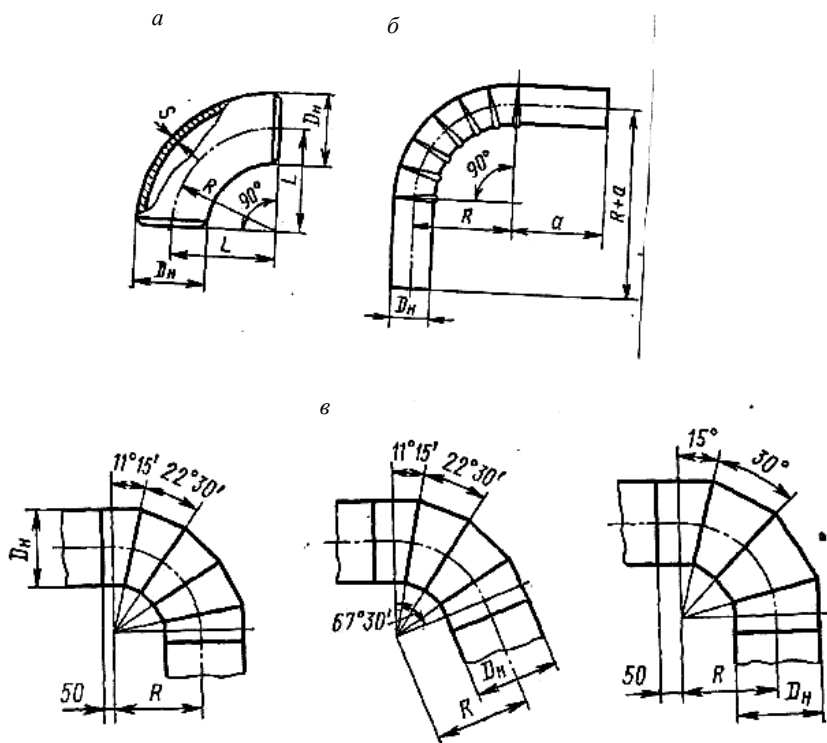


Рис. 1.6. Отводы:

а – гладкий крутоизогнутый; б – со складками; в – сварные секторные отводы

Переходы применяются для стыкования труб различных диаметров. По конструкции их подразделяют на концентрические и эксцентрические (рис. 1.7). Первые применяют в основном для вертикальных участков, вторые – для горизонтальных участков тепловых сетей, обеспечения слива воды из трубопроводов.

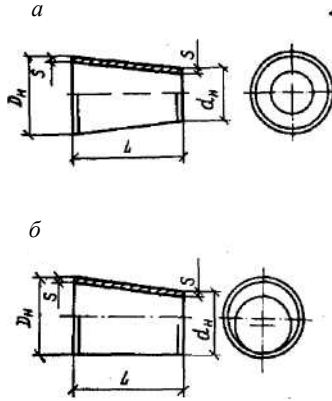


Рис. 1.7. Переходы:  
*a* – концентрический; *б* – эксцентрический

Тройники и ответвления (рис. 5.8) по конструкции подразделяют на равнопроходные – без изменения диаметра ответвления – и переходные – с уменьшением диаметра ответвления.

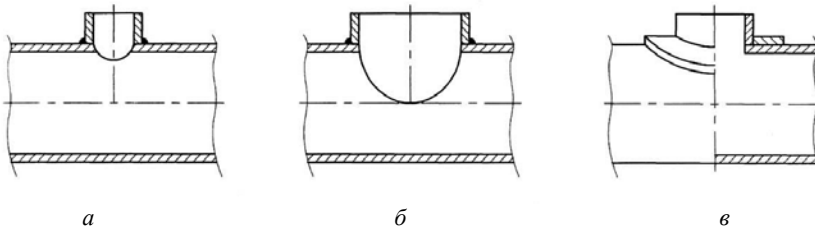


Рис. 1.8. Ответвления и тройники:  
*a* – врезка трубопровода меньшего диаметра; *б* – врезка трубопровода одинакового диаметра; *в* – врезка с накладной седловиной (воротником)

Заглушки используют для отключения участков теплопроводов и ответвлений на период ремонта или гидравлических испытаний, а также для закрытия торцов труб (рис. 1.9).

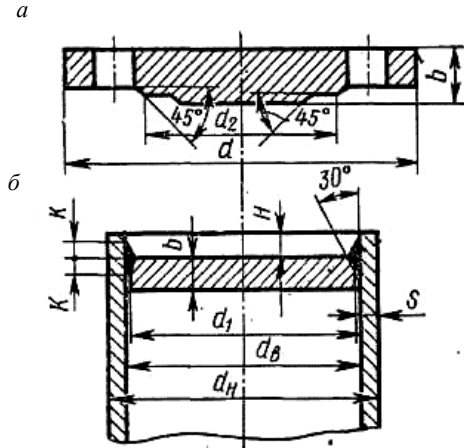


Рис. 1.9. Заглушки:  
*a* – фланцевая; *б* – приварная

### 1.2.2. Запорная арматура

Запорную арматуру в тепловых сетях следует предусматривать:

а) на всех трубопроводах выводов от источника теплоты;

б) трубопроводах водяных тепловых сетей  $D_y \geq 100$  мм на расстоянии около 1000 м друг от друга (секционирующие задвижки) с устройством перемычки между подающим и обратным трубопроводами диаметром, равным 0,3 диаметра трубопровода. На перемычке устанавливают две задвижки и контрольный вентиль между ними  $D_y = 25$  мм (рис. 1.10).

Допускается увеличивать расстояние между секционирующими задвижками для трубопроводов  $D_y = 400\text{--}500$  мм до 1500 м, для трубопроводов  $D_y \geq 500$  мм – до 3000 м;

в) в водяных и паровых тепловых сетях в узлах ответвлений на трубопроводах ответвлений  $D_y \geq 100$  мм, а также на ответвлениях к отдельным зданиям, независимо от диаметра труб.

В качестве запорной арматуры на трубопроводах теплосетей устанавливают задвижки, затворы поворотные, клапаны (вентили), шаровые краны и обратные клапаны.

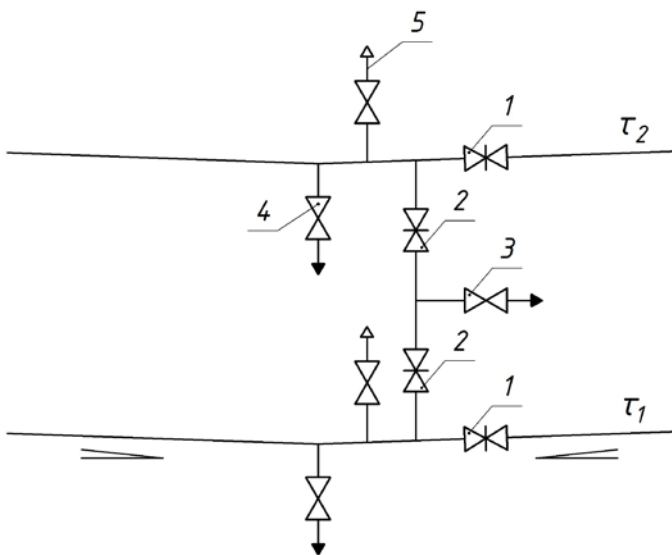


Рис. 1.10. Место установки секционирующих задвижек:  
 1 – секционирующие задвижки; 2 – задвижки на перемычке;  
 3, 4 – спускники; 5 – воздушник

В тепловых сетях применяется преимущественно стальная арматура. Чугунная арматура применяется на трубопроводах пара и горячей воды с давлением до 0,07 МПа и температурой до 115 °С, причем чугунная арматура должна размещаться на прямых участках труб, защищенных от изгибающих усилий.

В каталогах и таблицах приведены условные обозначения арматуры, состоящие из букв и цифр. Первые две цифры обозначают тип арматуры, 14 и 15 – клапан (вентиль); 16 – клапан обратный подъемный; 19 – клапан обратный поворотный; 30 и 31 – задвижки. Буквы за цифрами обозначают материал корпуса арматуры: с – сталь, ч – серый чугун, кч – ковкий чугун, Б – латунь, бронза. Цифры после букв обозначают конструктивные особенности и вид привода. Одна или две цифры обозначают ручной привод с маховиком, три цифры обозначают вид привода: 3 – механический с червячной передачей; 5 – то же с конической передачей; 9 – электропривод.

Последние буквы обозначают материал уплотнительных поверхностей: бр – бронза; нж – нержавеющая сталь; п – пластмасса.



Цифры в конце обозначают исполнение, например: «бк» – без вставных или наплавленных колец. Примеры: 30с96нж – задвижка стальная с электроприводом и уплотнительной поверхностью из нержавеющей стали; 16с13нж – клапан обратный подъемный стальной с уплотнительной поверхностью из нержавеющей стали; 15Б1бк – клапан (вентиль) муфтовый латунный без вставных или наплавленных колец.

Для тепловых сетей преимущественно применяется бесфланцевая арматура (с концами под приварку). Муфтовая арматура может применяться на трубопроводах диаметром  $D_y \leq 100$  мм при давлении теплоносителя до 1,6 МПа и температуре до 115 °С и ниже. Рабочее положение клапанов (вентилей) и обратных клапанов при их установке должно соответствовать стрелке, указанной на корпусе (т. е. движению теплоносителя).

Клапаны (вентили) в качестве запорной арматуры применяют диаметром от  $D_y = 15$  мм до  $D_y = 50$  мм и отдельные типы до  $D_y = 200$  мм [9, табл. 4.8] (рис. 1.11). Для труб диаметром  $D_y = 50$  мм и более в качестве запорной арматуры применяются задвижки, имеющие по сравнению с вентилями меньшее гидравлическое сопротивление, а также допускающие любое направление движения теплоносителя.

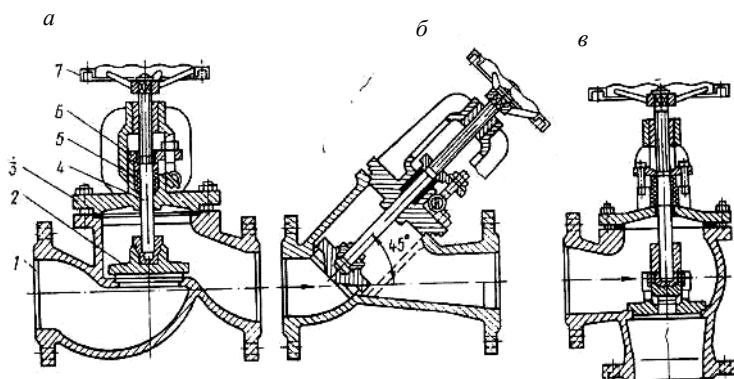


Рис. 1.11. Вентили запорные:

*a* – фланцевый; *б* – прямооточный фланцевый; *в* – угловой фланцевый;  
 1 – корпус; 2 – золотник; 3 – крышка; 4 – шпindelь; 5 – сальниковая набивка;  
 6 – втулка; 7 – маховик

Задвижки применяют различных типов: с выдвижным и невыдвижным шпинделем, клиновые и параллельные. На рис. 1.12 показаны клиновые задвижки с выдвижным шпинделем. Задвижки диаметром  $D_y \geq 500$  мм выпускаются промышленностью с электроприводом, а диаметром  $D_y \geq 300$  – с редуктором.

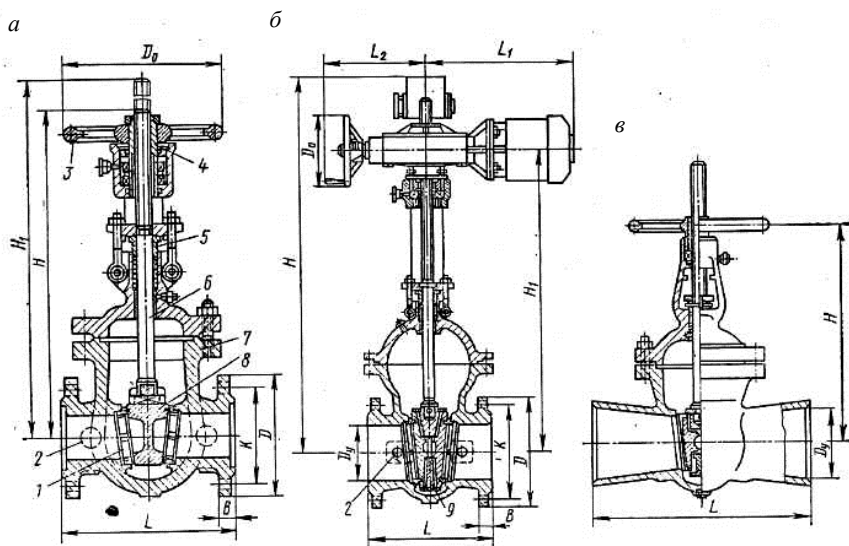


Рис. 1.12. Стальные клиновые задвижки с выдвижным шпинделем:  
*a* – однодисковая; *б* – двухдисковая с электроприводом;  
*в* – двухдисковая бесфланцевая;

*1* – уплотнительное кольцо в корпусе задвижки; *2* – обводная линия;  
*3* – маховик; *4* – гайка; *5* – сальниковое уплотнение; *6* – шпиндель;  
*7* – корпус; *8* – клин уплотнительный; *9* – разжимной клин;  
*L* – строительная длина задвижки

Для задвижек на водяных тепловых  $D_y \geq 300$  мм при давлении теплоносителя  $P_y \geq 2,5$  МПа следует предусматривать разгрузочные байпасы с запорной арматурой. В некоторых задвижках байпасы предусмотрены на корпусе конструктивно.

Затворы поворотные находят применение в тех же случаях, что и задвижки, однако по сравнению с задвижками имеют меньшие габариты и массу. Диаметр условный прохода от  $D_y = 200$  мм до  $D_y = 1400$  мм, управление затвором ручное ( $D_y = 200$  мм), ручное с

редуктором ( $D_y = 200, 300, 400$  мм) и от электропривода ( $D_y = 500$  и до  $D_y = 1400$  мм). На рис. 1.13 показан общий вид затвора с редуктором.

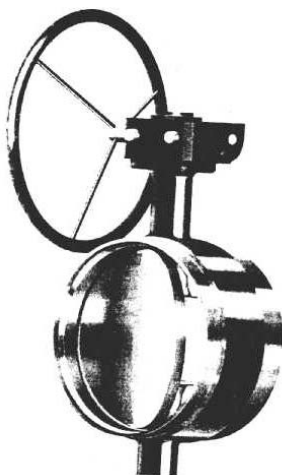


Рис. 1.13. Затвор с редуктором

Краны как вид запорной арматуры применяются на абонентских вводах. Их изготавливают из бронзы или чугуна диаметром  $D_y = 15–80$  мм, на рабочее давление до 0,1 МПа и температуру до 100 °С. По конструкции краны подразделяют на пробковые и шаровые, по методу герметизации – на натяжные и сальниковые, по методу присоединения – на муфтовые и фланцевые (рис. 1.14).

В последние годы освоен выпуск полнопроходных шаровых кранов для тепловых сетей диаметром  $D_y = 100–1100$  мм, корпус которых выполнен из стали, а запорный шаровой орган – из легированной стали с высокой степенью обработки поверхности шара. Поворот шарового запорного органа осуществляется от редуктора с червячной передачей или с электроприводом. Выпускаются также полнопроходные шаровые краны для бесканальной прокладки в индустриальной пенополиуретановой изоляции (также с удлиненным штоком). На рис. 1.15 показан общий вид такого шарового крана фирмы «Ситал».

Клапаны обратные в основном выпускаются двух типов: подъемные, устанавливаемые на горизонтальных трубопроводах, и поворотные, устанавливаемые как на горизонтальных, так и на вертикальных трубопроводах (рис. 1.16).

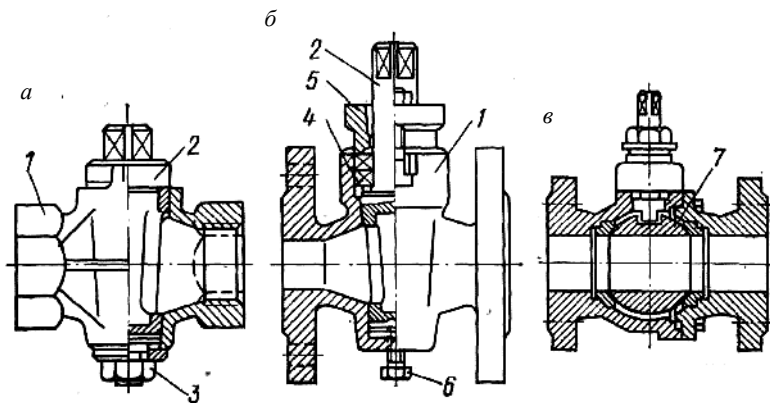


Рис. 1.14. Краны:  
*a* – натяжной муфтовый (тип 11616к); *б* – сальниковый фланцевый (тип 11486к);  
*в* – шаровой сальниковый фланцевый (тип 11437п);  
*1* – корпус; *2* – конусная пробка; *3* – натяжная гайка; *4* – сальник;  
*5* – втулка; *6* – отжимной болт; *7* – шаровая пробка

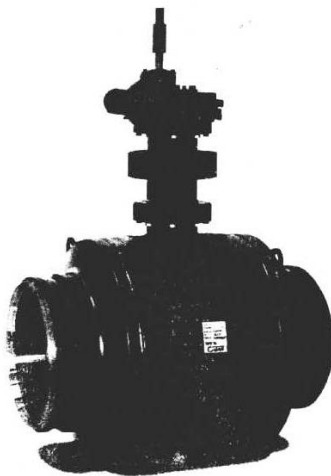


Рис. 1.15. Полнопроходной шаровой кран для бесканальной прокладки трубопроводов в индустриальной ППУ изоляции

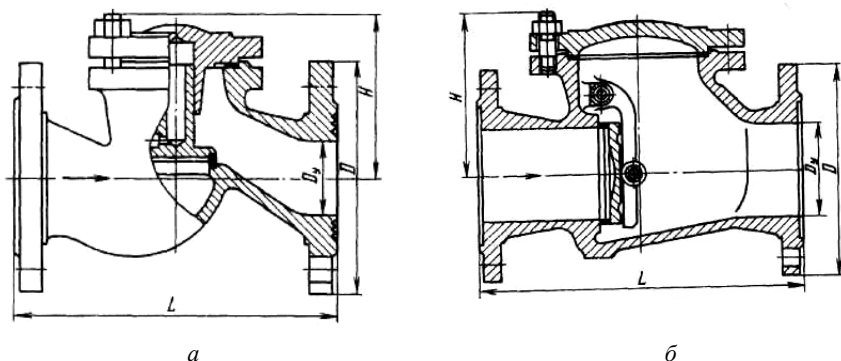


Рис. 1.16. Обратные клапаны:  
 а – подъемный; б – поворотный

### 1.2.3. Подвижные опоры

Подвижные опоры воспринимают массу трубопровода (с водой и теплоизоляцией) и обеспечивают свободное перемещение трубопровода вследствие температурных удлинений. При бесканальной прокладке подвижные опоры не применяют, трубопровод укладывается в траншее на песчано-гравийную подушку.

При прокладке трубопроводов в непроходных каналах преимущественно применяют скользящие опоры. Наиболее распространенный тип скользящих опор – на бетонной подушке (плите) с закладными стальными деталями (рис. 1.17). При прокладке трубопроводов на отдельно стоящих опорах, в тоннелях, коллекторах применяют катковые опоры, обладающие меньшим трением, чем скользящие. Однако они требуют постоянного ухода (смазывания) и осмотра (рис. 1.18).

Роликовые опоры (рис. 1.19) применяют редко. При установке роликовых опор важно отцентрировать оси цапф в опорных угольниках во избежание заедания. Катковые и роликовые опоры надежно работают на прямых участках теплосети. На поворотах трубопроводы перемещаются в продольном и поперечном направлении. В этих случаях применяют шариковые опоры (рис. 1.20).

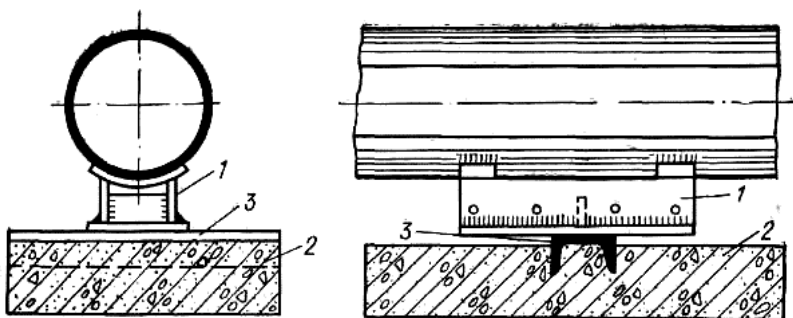


Рис. 1.17. Скользящая опора:  
 1 – сварная конструкция скользящей опоры; 2 – опорная бетонная плита;  
 3 – закладная деталь (стальной швеллер)

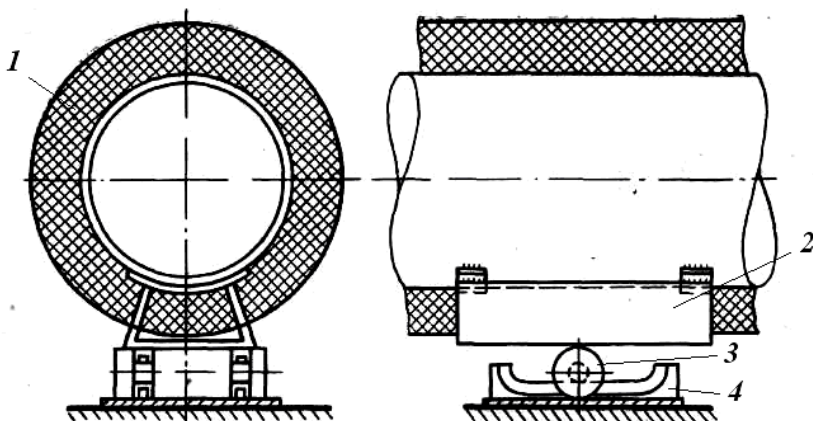


Рис. 1.18. Катковая опора:  
 1 – трубопровод с изоляцией; 2 – приварной элемент опоры на трубопроводе;  
 3 – каток; 4 – направляющие салазки

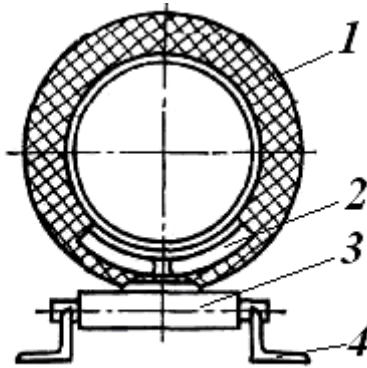


Рис. 1.19. Роликовая опора:  
 1 – трубопровод с изоляцией; 2 – приварной элемент опоры на трубе;  
 3 – ролик; 4 – опоры ролика

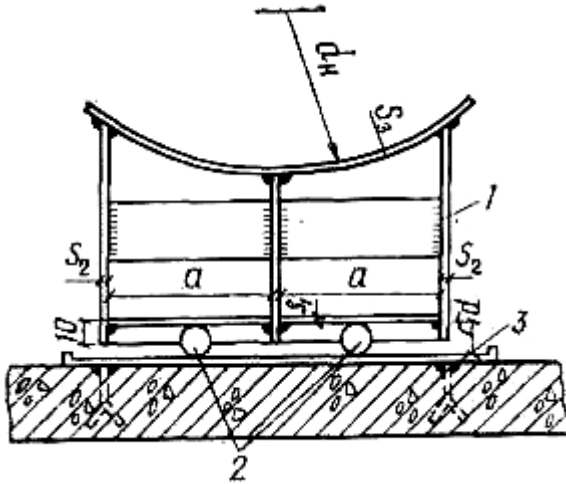


Рис. 1.20. Шариковая опора:  
 1 – опорная конструкция; 2 – шарик; 3 – опорная плита с бортиками

При надземной прокладке трубопроводов по строительным конструкциям и во внутрицеховом пространстве применяют подвесные опоры (рис. 1.21). При необходимости регулирования высоты подвески труб применяют подвесные опоры со стяжной скобой (рис. 1.21, б), а во избежание перекосов труб – подвесные опоры с пружинами (рис. 1.21, в), разгружающими трубопровод от неравномерных напряжений.

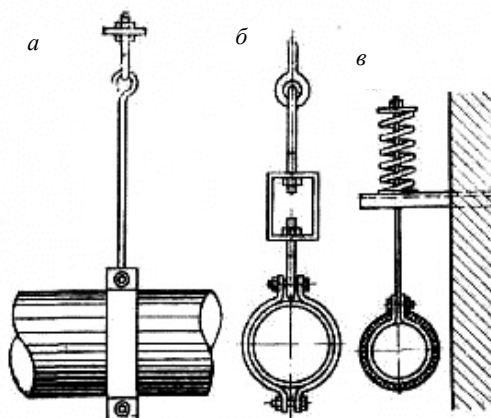


Рис. 1.21. Подвесные опоры:  
 а – жесткая подвеска; б – со стяжной скобой; в – пружинная подвеска

#### ***1.2.4. Неподвижные опоры***

Для восприятия реакций компенсаторов температурных удлинений, горизонтальных реакций подвижных опор и неуравновешенных сил внутреннего давления устанавливают неподвижные опоры. Они фиксируют (закрепляют) трубопровод в определенных местах, воспринимая вышеназванные усилия и направляя линейные удлинения в сторону компенсаторов. Неподвижные опоры устанавливают в местах ответвлений трубопроводов, размещения запорной арматуры, а также установки сальниковых компенсаторов. На трубопроводах с П-образными компенсаторами неподвижные опоры размещают между компенсаторами. На участках с углами поворота трассы неподвижные опоры размещают таким образом, чтобы обеспечить самокомпенсацию участков.



В зависимости от способа прокладки и места установки применяют неподвижные опоры упорные (лобовые), щитовые и хомутовые.

Опоры лобовые с вертикальными двухсторонними упорами применяют при установке в камерах и тоннелях (рис. 1.22).

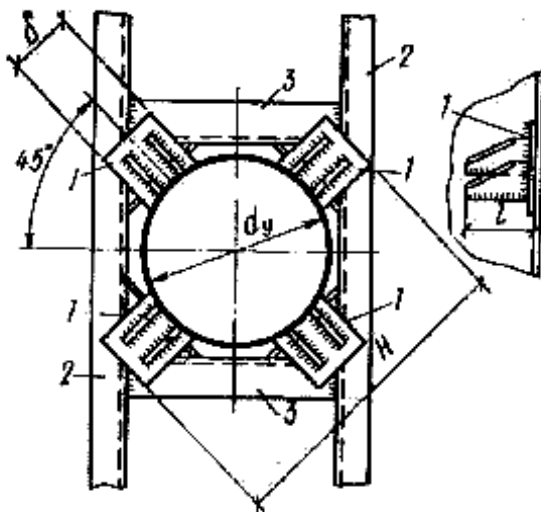


Рис. 1.22. Лобовая неподвижная опора:

1 – приварные опоры с двумя ребрами жесткости; 2 – упорная конструкция из швеллера; 3 – поперечные связи жесткости

Щитовые неподвижные опоры (рис. 1.23) применяют при канальной и бесканальной прокладках трубопроводов и установке неподвижных опор вне камер. Щитовые опоры представляют собой вертикальные железобетонные плиты с отверстиями для прохода труб и в нижней части – дренажными отверстиями. Осевые усилия от труб на железобетонную плиту передаются приваренными к трубопроводу по обе стороны от плиты кольцами, усиленными ребрами жесткости.

Хомутовые опоры (рис. 1.24) применяют при надземных прокладках трубопроводов на эстакадах, опорах, по ограждающим конструкциям промышленных зданий на балконах, кронштейнах и т. п.

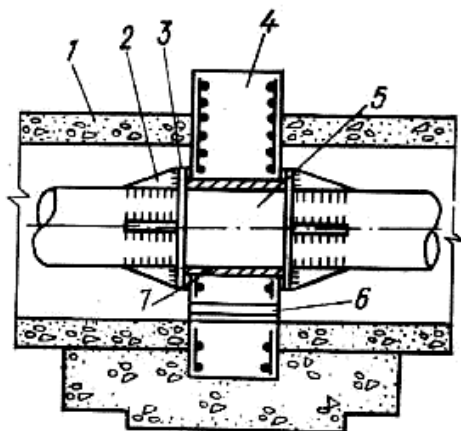


Рис. 1.23. Щитовая неподвижная опора:  
 1 – канал; 2 – приварные упоры; 3 – приварные кольца;  
 4 – железобетонная плита – щит; 5 – труба теплосети;  
 6 – дренажное отверстие; 7 – паронитовые прокладки

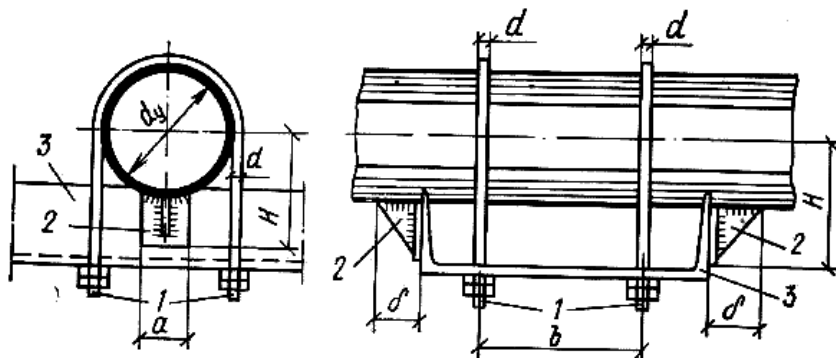


Рис. 1.24. Хомутовая неподвижная опора:  
 1 – хомуты из круглой стали; 2 – приварные упоры;  
 3 – опорная конструкция из швеллера

### 1.2.5. Компенсаторы

Для восприятия температурных удлинений и их компенсации применяются устройства, называемые компенсаторами. В случае их отсутствия при разогреве трубопроводов на участках между неподвижными опорами могут возникать большие напряжения, способные деформировать и разрушать трубы.

Устройства, воспринимающие и компенсирующие линейные температурные удлинения, можно разделить на две группы:

1) радиальные и гибкие устройства, воспринимающие удлинения изгибом (плоских) или изгибом с кручением (пространственных) криволинейных участков труб;

2) осевые устройства скользящего или упругого типов, у которых удлинения воспринимаются взаимным перемещением телескопически соединенных труб или сжатием пружинящих вставок.

Наибольшее распространение в теплосетях получила радиальная компенсация, которая может использоваться при любой конфигурации теплопровода. При проектировании теплосетей в первую очередь используют естественную компенсацию или самокомпенсацию участков теплосетей, т. е. компенсацию за счет поворотов трассы (рис. 1.25). К устройству искусственных компенсаторов следует обращаться после использования приемлемых возможностей естественной компенсации на длинных участках трубопровода и в стесненных условиях.

Широкое применение получили компенсаторы П-образной формы (рис. 1.26). Их применяют при всех способах прокладки труб, независимо от диаметра трубопровода и параметров теплоносителя в горизонтальном, вертикальном и наклонном положении спинкой вверх или вниз. При этом они должны снабжаться дренажными штуцерами и воздушниками.

Компенсирующая способность П-образного компенсатора может быть увеличена вдвое при его предварительной растяжке в холодном состоянии во время монтажа на величину, равную половине теплового удлинения компенсируемого участка (рис. 1.27). При этом спинка компенсатора будет изогнута внутрь на величину  $u'$  и испытывает изгибающие напряжения. После монтажа компенсатора, разогрева теплосети при тепловом удлинении компенсатор сначала приходит в ненапряженное состояние, воспринимая линейные

удлинения  $\frac{\Delta l}{2}$  с каждой стороны. При дальнейшем разогреве трубы и температурном удлинении участка компенсатор дополнительно воспринимает удлинение  $\frac{\Delta l}{2}$  с каждой стороны, при этом спинка изгибается наружу на величину  $u$ .

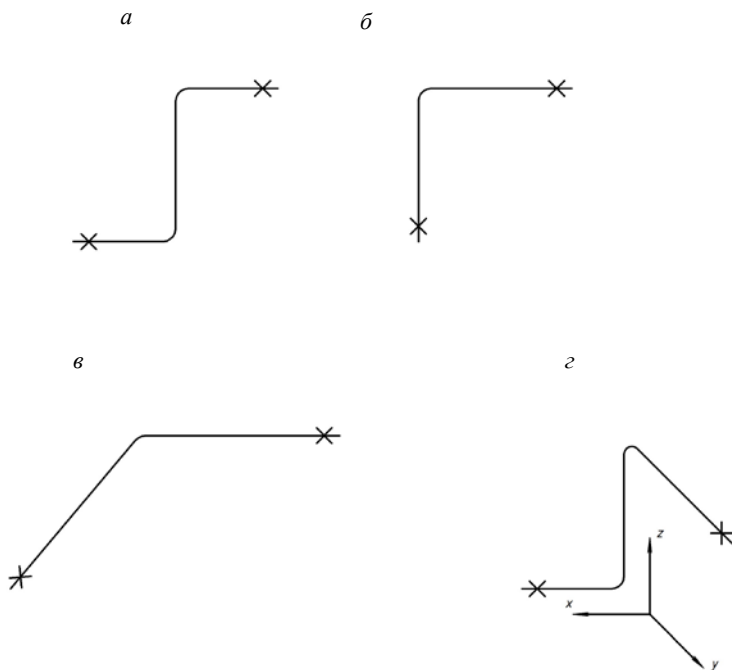


Рис. 1.25. Естественная компенсация трубопроводов:  
*a* – Z-образный компенсатор; *б* – Г-образный компенсатор;  
*в* – угол поворота до 130°; *г* – участок пространственной конфигурации

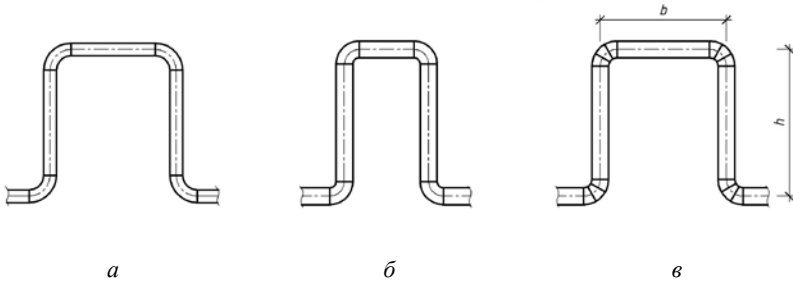


Рис. 1.26. П-образные компенсаторы:  
*a* – гнущие; *б* – с крутоизогнутыми отводами; *в* – со сварными отводами

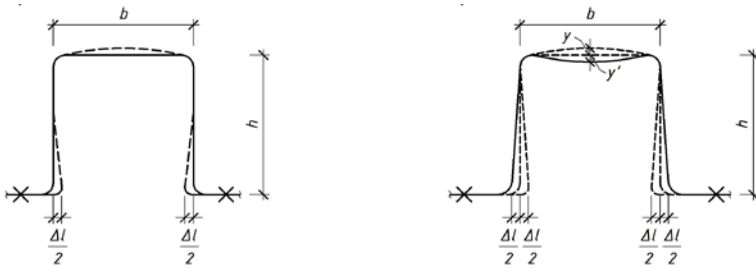


Рис. 1.27. Принцип действия П-образного компенсатора:  
*a* – без предварительной растяжки; *б* – с предварительной растяжкой

При канальной прокладке трубопроводов для размещения П-образных компенсаторов устраивают специальные ниши, что обеспечивает передвижение (работу) компенсатора при температурных удлинениях (рис. 1.28).

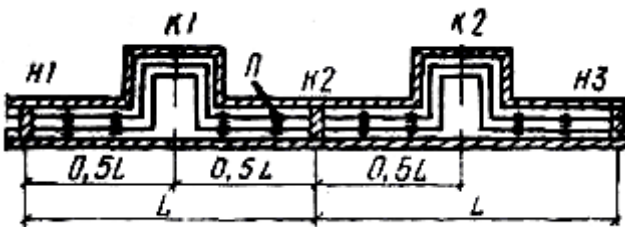


Рис. 1.28. Ниши для компенсаторов:  
 К – компенсаторная ниша; Н – неподвижная опора; П – подвижная опора

Достоинством гибких компенсаторов является то, что они не требуют обслуживания, для их укладки в нишах нет необходимости устройства специальных камер.

При бесканальной прокладке участки самокомпенсации необходимо прокладывать в каналах, а П-образные компенсаторы – в нишах. При бесканальных прокладках с предварительно изолированными трубами поверхность трубопроводов на участках в местах поворотов трассы участки П-образных компенсаторов покрывают специальными матами из сжимаемого материала или укладывают амортизирующие подушки для обеспечения свободного перемещения при температурных удлинениях. Толщина матов должна быть не менее двойной величины расчетного теплового удлинения. Маты должны устанавливаться на две трети ( $2/3$ ) длины плеча компенсации и по высоте не менее диаметра трубы-оболочки.

В качестве осевых компенсационных устройств широкое распространение получили стальные сальниковые компенсаторы скользящего типа. Их рекомендуется применять при давлении теплоносителя до 2,5 МПа и температуре не более 300 °С для трубопроводов диаметром 100 мм и более при подземной прокладке и надземной на низких опорах [8]. Компенсатор состоит из корпуса, стакана и специального уплотнения (сальника), кольцевого зазора между корпусом и стаканом (рис. 1.29, а). При тепловом удлинении компенсируемого участка трубопровода стакан вдвигается в полость корпуса. Сальниковая набивка обеспечивает герметичность соединения стакана и корпуса и представляет собой плетеный асбестовый шнур, пропитанный графитовой смазкой.

Конструкция сальникового компенсатора предусматривает его действие и установку только на участках трубопровода прямолинейного типа с тем, чтобы компенсатор воспринимал усилия параллельно оси трубопровода. Даже при незначительных перекосах происходит заедание и заклинивание компенсатора. Однако основным недостатком сальниковых компенсаторов является то, что компенсаторы требуют постоянного ухода и надзора, регулярной подтяжки болтов уплотнителя сальниковой набивки и периодической ее замены. Поэтому сальниковые компенсаторы устанавливают в камерах. Для уменьшения количества камер применяют компенсаторы двустороннего типа (рис. 1.29, б).

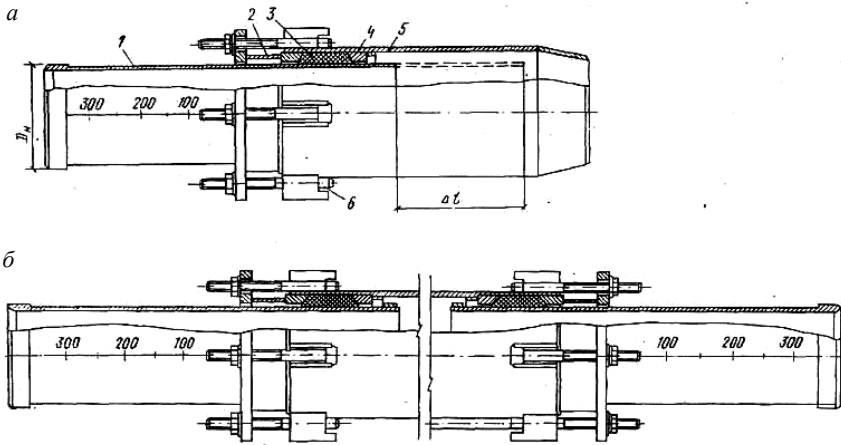


Рис. 1.29. Сальниковые компенсаторы:

*a* – односторонний; *б* – двусторонний; 1 – стакан; 2 – грундбукса; 3 – сальниковая набивка; 4 – упорное кольцо; 5 – корпус; 6 – затяжные болты

При определении габаритов камер учитывают установочную длину компенсаторов  $L_{уст}$ , мм, определяемую по формуле

$$L_{уст} = A - z, \quad (1.1)$$

где  $A$  – полная длина компенсатора, мм, принимается по паспортным данным;

$z$  – неиспользуемая компенсирующая способность, мм, принимается для односторонних компенсаторов  $D_y = 100-125$  мм величиной 20 мм,  $D_y = 150-350$  мм – 30 мм и  $D_y = 400-1000$  мм – 40 мм; для двусторонних компенсаторов величина  $z$  соответственно удваивается.

При неполном использовании компенсирующей способности величину  $L_{уст}$  принимают уменьшенной:

$$L_{уст} = A - z - (a_{расч} - \Delta l), \quad (1.2)$$

где  $a_{расч}$  – расчетная компенсирующая способность компенсатора, мм, принимается по паспортным данным или сертификату;

$\Delta l$  – тепловое удлинение компенсируемого участка, мм, определяемое по выражению

$$\Delta l = \alpha \cdot L \cdot (\tau - t_e), \quad (1.3)$$

где  $\alpha$  – коэффициент линейного расширения трубной стали, усредненное значение  $\alpha = 0,012$  мм/м °С;

$L$  – расстояние между неподвижными опорами, м, т. е. длина компенсируемого участка;

$\tau$  – расчетная температура теплоносителя, °С;

$t_e$  – температура окружающей среды, °С, следует принимать равной:

1) расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления при надземной прокладке тепловых сетей на открытом воздухе;

2) расчетной температуре воздуха в канале при канальной прокладке тепловых сетей;

3) расчетной температуре грунта на глубине заложения трубопроводов бесканальной прокладки.

Монтажная длина сальникового компенсатора  $L_m$ , мм, определяется с учетом температуры наружного воздуха при монтаже  $t_m$ , °С:

$$L_m = L_{уст} - \alpha \cdot (t_m - t_e) \cdot L. \quad (1.4)$$

В тепловых сетях все более широкое применение находят линзовые компенсаторы (рис. 1.30). Это компенсаторы осевого типа, в которых температурное удлинение участка компенсируется сжатием упругих линз, сваренных из штампованных полулинз тонколистовой специальной стали. Для уменьшения гидравлического сопротивления внутри компенсатора вдоль волн вставляется отрезок гладкой трубы (стакан). Компенсирующая способность одной полулинзы составляет 5–6 мм. Применяют линзовые компенсаторы с количеством линз не более четырех. Большое количество линз нежелательно из-за возможности вспучивания линз и потери упругости, поэтому линзовые компенсаторы рекомендуется применять на трубопроводах с давлением теплоносителя 0,6 МПа. Кроме небольшой компенсирующей способности линзовые компенсаторы характеризуются большой осевой реакцией, передаваемой на неподвижные опоры. Такие компенсаторы устанавливаются в камерах и каналах.



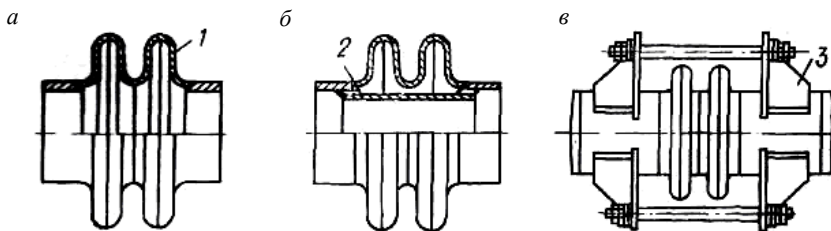


Рис. 1.30. Линзовые двухволновые компенсаторы:  
*a* – без стяжки; *б* – со стаканом; *в* – со стяжкой;  
*1* – полулинза; *2* – стакан; *3* – приварные упоры для стяжки

Усовершенствованной разновидностью линзовых компенсаторов являются волнистые (сильфонные) компенсаторы с защитным кожухом (футляром) (рис. 1.31), которые могут устанавливаться в любом месте трубопровода, при любом способе прокладки, не требуют устройства специальных камер для обслуживания, т. к. не требуют обслуживания. Для увеличения компенсирующей способности обычно устанавливают двоянные (двухсекционные) сильфонные компенсаторы. С целью недопущения перекосов трубопроводов при их тепловом удлинении и обеспечения надежной работы компенсаторов устанавливают направляющие опоры.

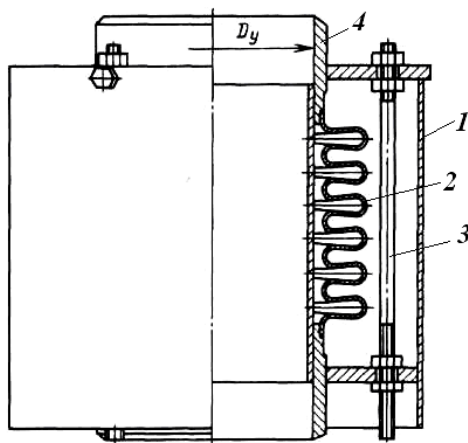


Рис. 1.31. Односекционный сильфонный компенсатор:  
*1* – защитный футляр (кожух); *2* – сильфон; *3* – стяжной болт; *4* – труба

Волнистые компенсаторы шарнирного типа (рис. 1.32), установленные на трубопроводах с естественными углами поворота, могут обеспечить компенсацию значительных температурных удлинений, изгибаясь вокруг своих шарниров.

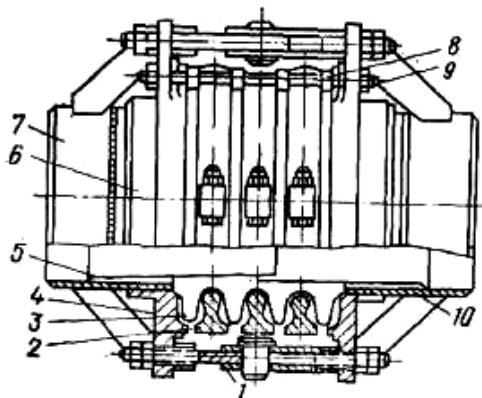


Рис. 1.32. Волнистый компенсатор шарнирного типа:

- 1 – шарнир; 2 – ограничительное полукольцо; 3 – гибкий элемент;
- 4 – опорное кольцо; 5 – обечайка коническая; 6 – бандажное кольцо;
- 7 – патрубок; 8 – проставка; 9 – шпилька; 10 – цилиндрическая обечайка

На рис. 1.33 показан пример размещения двух шарнирных компенсаторов на участке трубопровода. Одна волна такого компенсатора позволяет получить угол изгиба  $2^\circ$  и при расстоянии между шарнирными компенсаторами 1 м позволяет получить компенсирующую способность 65 мм [10].

Для тепловых сетей с давлением теплоносителя до 1,0 МПа и диаметром трубопроводов  $D_y \leq 200$  мм разработаны манжетные компенсаторы КМ осевого типа (рис. 1.34), у которых в качестве уплотнителя используются кольца из термостойкой резины.

Фирмой KVANT (Россия) разработан односильфонный компенсатор, компенсирующий элемент которого (сильфон) представляет собой многослойную конструкцию из высокопрочного нейлонового корда, пропитанного каучуковыми и синтетическими смесями, внутренний и внешний слой – из термостойкой эластичной резины. Изготавливается для труб  $D_y$  до 1200 мм (рис. 1.35). Обладает рядом положительных качеств:

- может воспринимать угловые перемещения до  $15^\circ$ ;
- при малых габаритах и массе обладает достаточно большой компенсирующей способностью (от  $10 \text{ мм}$   $D_y = 50 \text{ мм}$  до  $26 \text{ мм}$   $D_y = 1200 \text{ мм}$ );
- при монтаже не требует дополнительных уплотнительных прокладок;
- способен поглощать гидравлические удары.

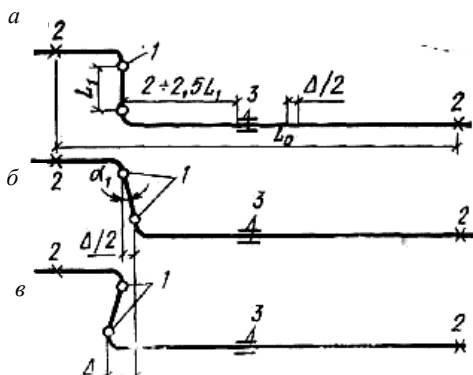


Рис. 1.33. Z-образная схема трубопровода с двумя шарнирными компенсаторами;  
*a* – в состоянии монтажа; *б* – предварительная растяжка; *в* – в рабочем состоянии;  
 1 – универсальный компенсатор шарнирного типа; 2 – неподвижная опора;  
 3 – направляющая опора

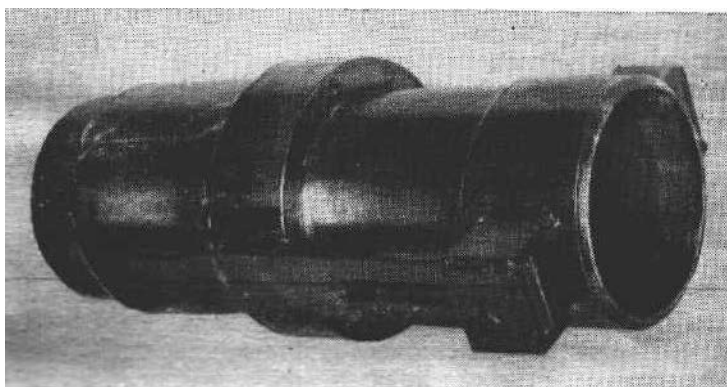


Рис. 1.34. Манжетный компенсатор типа КМ

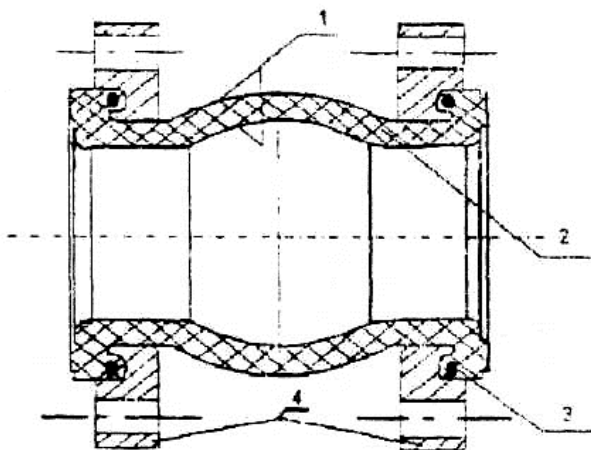


Рис. 1.35. Односифонный армированный резиновый компенсатор:  
 1 – термостойкий резиновый внешний слой; 2 – высокопрочный нейлоновый корд;  
 3 – герметизирующее кольцо; 4 – фланцы

При проектировании теплосетей следует руководствоваться следующими нормативными требованиями [8, п. 11.27].

Для компенсации температурных удлинений трубопроводов тепловых сетей следует применять следующие способы компенсации и компенсирующие устройства:

- гибкие компенсаторы (различной формы) из стальных труб и углы поворотов трубопроводов (самокомпенсация) – при любых рабочих давлениях и температурах теплоносителя, диаметрах трубопровода и способах прокладки;

- сифонные и линзовые компенсаторы – для рабочих давлений и температур теплоносителя, диаметров трубопровода и способов прокладки согласно технической документации заводов изготовителей;

- при невозможности организации компенсации температурных удлинений указанными способами допускается применение сальниковых компенсаторов при рабочем давлении теплоносителя до 2,5 МПа включительно и температуре до 300 °С включительно для трубопроводов с условным проходом 100 мм и более при подземной прокладке и надземной на низких опорах.

Бескомпенсаторные прокладки допускается применять, когда компенсация температурных удлинений полностью или частично осуществляется за счет знакопеременных изменений осевых напряжений сжатия – растяжения в трубопроводе. Проверка на продольный изгиб при этом обязательна.

### 1.2.6. Вспомогательное оборудование

В нижних точках трубопроводов водяных теплосетей и конденсаторопроводов, а также секционируемых участков необходимо предусматривать штуцера с запорной арматурой для спуска воды (спускные устройства) (см. рис. 1.10).

В высших точках трубопроводов теплосетей, в том числе на каждом секционируемом участке, должны предусматриваться штуцера с запорной арматурой для выпуска воздуха (воздушники) (см. рис. 1.10).

Грязевики в водяных тепловых сетях устанавливаются на трубопроводах перед насосами, перед регуляторами давления в узлах рассечки тепловой сети, на подающем трубопроводе при вводе тепловой сети и на обратном трубопроводе в тепловых пунктах перед регулирующими устройствами, водомерами и диафрагмами (рис. 1.36–1.38).

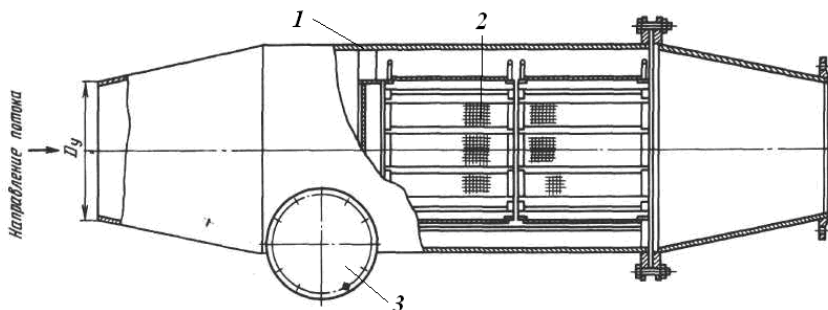


Рис. 1.36. Грязевик горизонтальный:

1 – корпус; 2 – съемный сетчатый фильтр; 3 – емкость для шлама

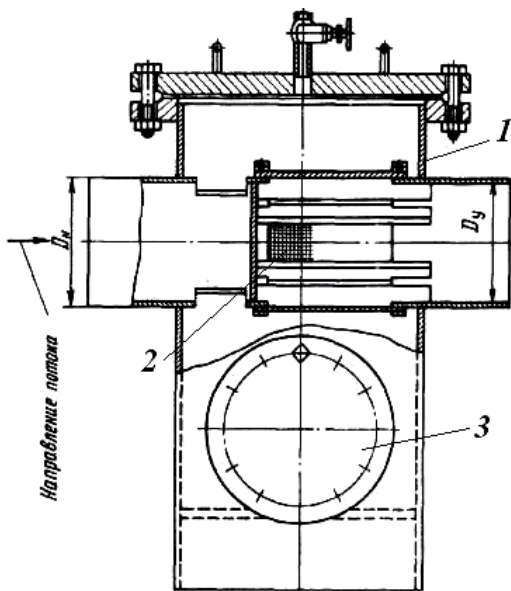


Рис. 1.37. Грязевик вертикальный:  
 1 – корпус; 2 – съемный сетчатый фильтр; 3 – емкость для шлама

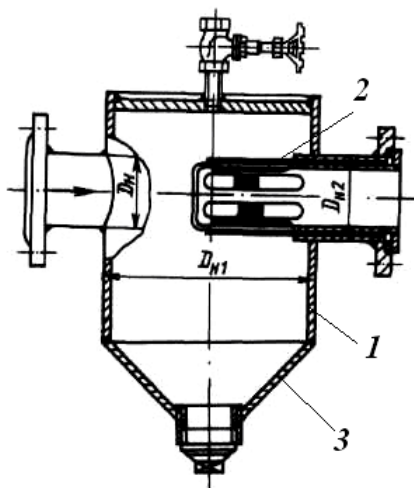


Рис. 1.38. Грязевик абонентский:  
 1 – корпус; 2 – съемный сетчатый фильтр; 3 – емкость для шлама

## 2. ТРАССА И СПОСОБЫ ПРОКЛАДКИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

### 2.1. Трасса тепловых сетей

При проектировании тепловых сетей направление (трасса) выбирается с учетом следующих факторов:

- материалов геодезической съемки, т. е. генплана с нанесением геодезических отметок и горизонталей;
- плана существующих и намечаемых для строительства подземных коммуникаций (водопроводы, газопроводы, электрические и телефонные кабели, канализация, водостоки и т. п.);
- данные о характере грунтов и грунтовых водах.

При выборе трассы тепловых сетей следует в первую очередь руководствоваться [8], где определены все требования по проектированию и прокладке трубопроводов, а также другими нормативными документами.

Следует стремиться к наименьшей длине тепловой сети и минимальному объему работ при ее сооружении. При этом учитывают возможность прокладки теплосети совместно с другими коммуникациями (водопроводом, электрическими кабелями и др.). Совместная прокладка может выполняться в проходных каналах, коллекторах (при подземной прокладке), а также на эстакадах, многоярусных опорах по территории промышленных предприятий и по незастраиваемой территории. Также допускается прокладка теплопроводов по ограждающим конструкциям промышленных зданий.

В жилых районах городов трассу теплосети прокладывают в отведенных технических полосах параллельно улицам и дорогам.

При обосновании допускается прокладывать трассу под проезжей частью улиц, дорог и под тротуарами. Распределительные сети диаметром  $D_y < 300$  мм также допускается прокладывать в технических подпольях, коридорах и тоннелях высотой не менее 1,6 м в жилых и общественных зданиях (кроме школ и дошкольных учреждений).

Реки, овраги, железные дороги, трамвайные пути, автомагистрали, газопроводы и другие инженерные сети необходимо пересекать под прямым углом. В отдельных случаях, при обосновании, допускается пересечение под углом  $90-45^\circ$ . Допускается прокладка теплопроводов по конструкциям железнодорожных и автодорожных мостов.

Расстояния по вертикали и горизонтали от наружной поверхности строительных конструкций теплосети или оболочки бесканальной прокладки до зданий, сооружений, инженерных сетей регламентируются нормами на проектирование [8].

В особых случаях допускается пропускать трубопроводы канализации, водопровода, водостока и газопровода давлением до 0,6 МПа через каналы и камеры теплосетей при их помещении в гильзы из стальных труб с длиной по обе стороны не менее 2,0 м. При пересечении с вышеперечисленными инженерными коммуникациями тепловые сети могут располагаться над или под ними. Электрокабели, как правило, располагаются над теплосетями. Расстояния также регламентированы [8].

Заглубление тепловых сетей от поверхности земли или дорожно-го покрытия принимается не менее:

- до верха перекрытий каналов и тоннелей 0,5 м;
- верха перекрытий камер 0,3 м;
- верха оболочки бесканальной прокладки 0,7 м.

На вводах в здания допускается уменьшать заглубление до верха перекрытия каналов до 0,3 м и до верха оболочки бесканальной прокладки 0,5 м.

Уклоны трубопроводов независимо от способа прокладки должны быть не менее 0,002.

Планы теплосетей выполняются при рабочем проектировании в масштабе 1 : 500 – 1 : 2000, на стадии проектных решений – в масштабе 1 : 2000 – 1 : 5000. На планах показывают привязку основных точек трассы, расстояния между неподвижными опорами и компенсаторами и их номера, углы поворота, номера камер и компенсаторных ниш. Кроме того, указываются тип каналов и диаметры трубопроводов. Данные о расходах теплоносителя и диаметры трубопроводов указываются на монтажной схеме. На рис. 2.1 показан примерный план участка трассы.

По трассе тепловых сетей строится продольный профиль на основе натурной съемки и проекта вертикальной планировки местности. На продольном профиле показываются черные и планировочные (красные) отметки земли, уровень грунтовых вод, существующие и проектируемые коммуникации и сооружения с указанием их отметок, уклоны трубопроводов. При проектировании дренажа его показывают на профиле. Показывают также пересекаемые другие





– проставляют все отметки: низа трубы, типа каналов, глубины заложения, уклонов.

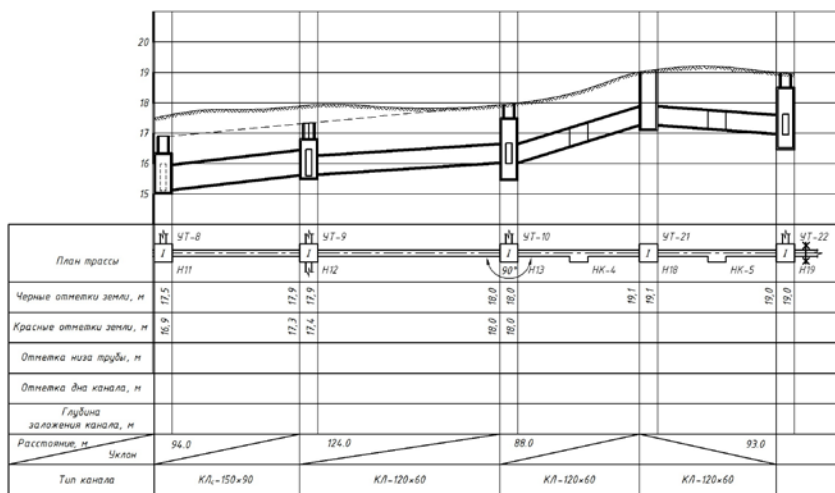


Рис. 2.2. Продольный профиль участка теплосети

Увязку продольного профиля с пересекаемыми инженерными сооружениями (газопроводы, электрические и телефонные кабели и др.) производят с соблюдением допустимых расстояний по вертикали и в зависимости от того, проектируемые инженерные сооружения или существующие.

## 2.2. Надземные прокладки тепловых сетей

Надземные прокладки применяются на низких и высоких опорах, на эстакадах, а также по ограждающим конструкциям промышленных зданий. Этот способ прокладки тепловых сетей получил распространение на территории промышленных предприятий и по территории, не подлежащей застройке. Несомненным является ряд преимуществ надземной прокладки: возможность постоянного наблюдения за трубопроводами, более доступный способ ликвидации аварий, отсутствие агрессивного воздействия грунта и грунтовых вод, большая возможность использования надежных

П-образных компенсаторов и более дешевая общая конструкция тепловых сетей.

Отдельно стоящие опоры бывают высокие и низкие, выполняются из сортового металла и железобетонные. На рис. 2.3 показаны некоторые конструкции опор.

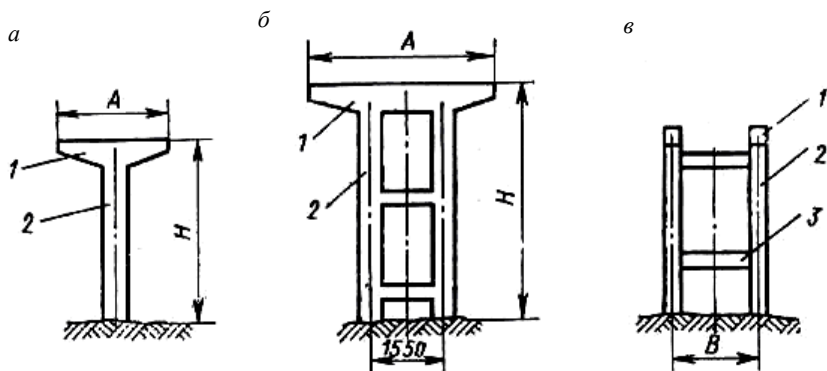


Рис. 2.3. Типовые конструкции опор:  
*a* – одноветвевые; *б* – двухветвевые; *в* – анкерная стойка;  
 1 – траверса; 2 – стойка; 3 – поперечные связи

Анкерные опоры выполняют роль неподвижных опор, промежуточные – подвижных опор. Промежуточные опоры выполняют нескольких типов (рис. 2.4).

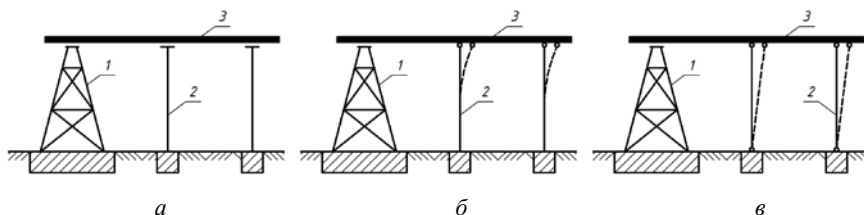


Рис. 2.4. Типы отдельно стоящих стоек:  
*a* – жесткие; *б* – гибкие; *в* – качающиеся;  
 1 – анкерные (неподвижные) стойки; 2 – промежуточные стойки; 3 – трубопровод

Прокладка трубопроводов большого диаметра изображена на рис. 2.5. Здесь также предусмотрены промежуточные опоры под П-образными компенсаторами.

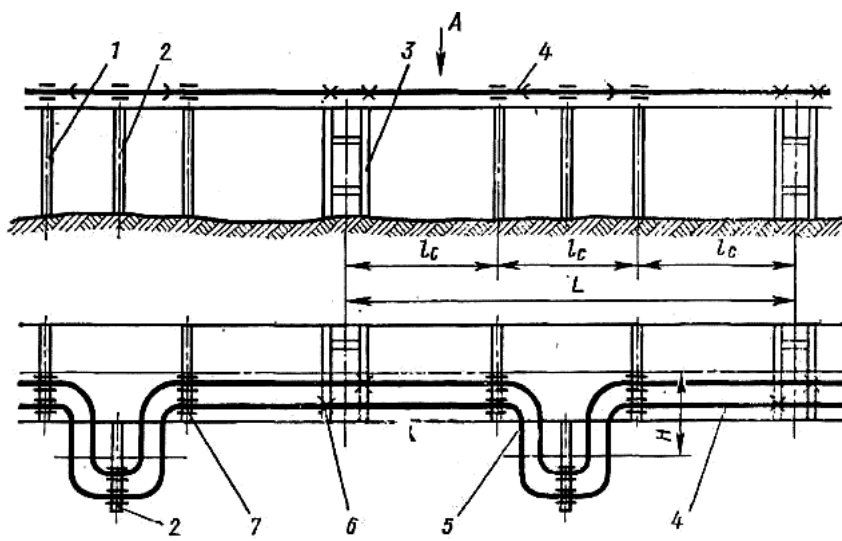


Рис. 2.5. Прокладка трубопроводов большого диаметра на высоких опорах (стойках):

- 1 – стойка промежуточная; 2 – стойка компенсаторная; 3 – стойка анкерная;  
 4 – трубы; 5 – П-образный компенсатор; 6 – неподвижная опора;  
 7 – подвижная опора

Прокладка трубопроводов небольших диаметров может быть осуществлена на высоких опорах с устройством промежуточных подвесных опор вантовой конструкции (рис. 2.6).

Эстакады (рис. 2.7) сооружают для совместной прокладки трубопроводов теплосети совместно с другими инженерными коммуникациями. Это применяется на территории промышленных предприятий, при пересечении железных дорог в городах. На территории промышленных предприятий применяют также способ прокладки по ограждающим конструкциям зданий, например, на кронштейнах (рис. 2.8).

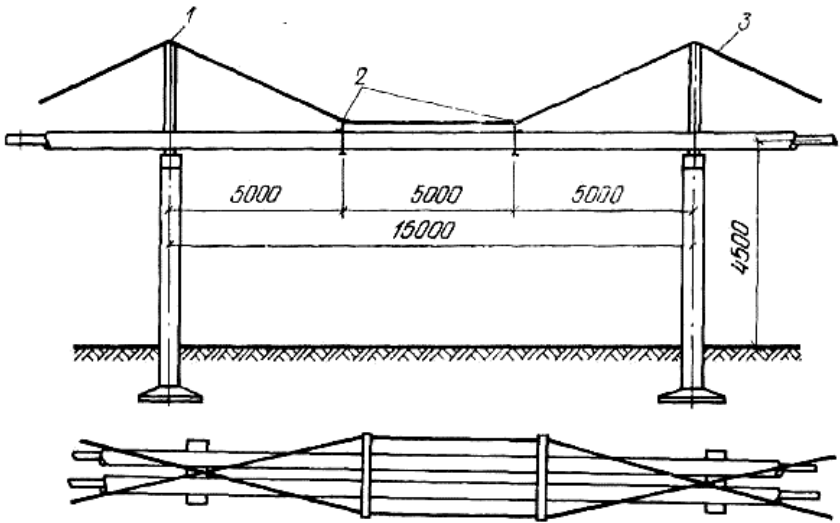


Рис. 2.6. Надземный трубопровод подвесной конструкции на высоких опорах:  
 1 – металлическая вершина; 2 – подвесные опоры; 3 – тяги

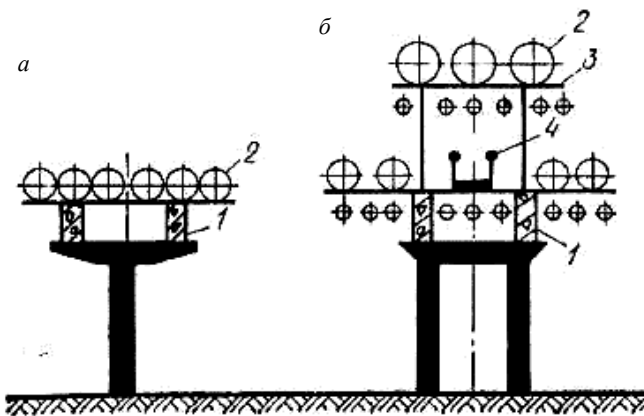


Рис. 2.7. Эстакады:  
 а – одноярусная; б – двухъярусная;  
 1 – продольные балки; 2 – трубопроводы; 3 – надстройка;  
 4 – настил для прохода и обслуживания

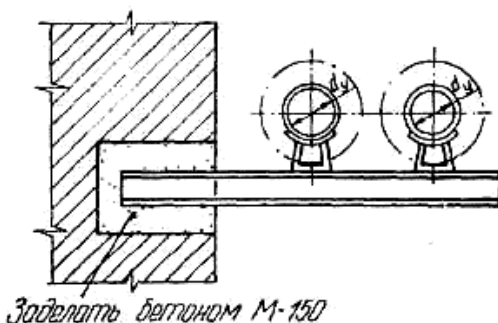


Рис. 2.8. Прокладка теплопроводов на кронштейнах

### 2.3. Подземные канальные прокладки тепловых сетей

В городах и населенных пунктах исходя из эстетических требований применяется подземная прокладка теплопроводов в каналах и бесканальным способом независимо от типа грунтов и уровня грунтовых вод.

Канальные прокладки могут осуществляться в проходных, полупроходных и непроходных каналах. В настоящее время конструкции каналов состоят из сборных железобетонных элементов промышленного изготовления. Сборка элементов каналов производится с помощью подъемных механизмов.

Из всех конструкций канальных прокладок наиболее надежной, удобной, но и наиболее дорогой является прокладка в сборных проходных каналах (коллекторах) совместно с другими инженерными коммуникациями (рис. 2.9). При этом обеспечиваются доступ обслуживающего персонала к трубопроводам и контроль за их работой и производство ремонта. Высота проходного канала принимается не менее 1,8 м, ширина прохода между коммуникациями – не менее 0,7 м. Проходные каналы оборудуются естественной или принудительной вентиляцией и освещением низкого напряжения.

При необходимости устраивают дренаж. В местах размещения большого количества крупногабаритного оборудования могут устраиваться специальные уширения (камеры) или сооружаться павильоны.

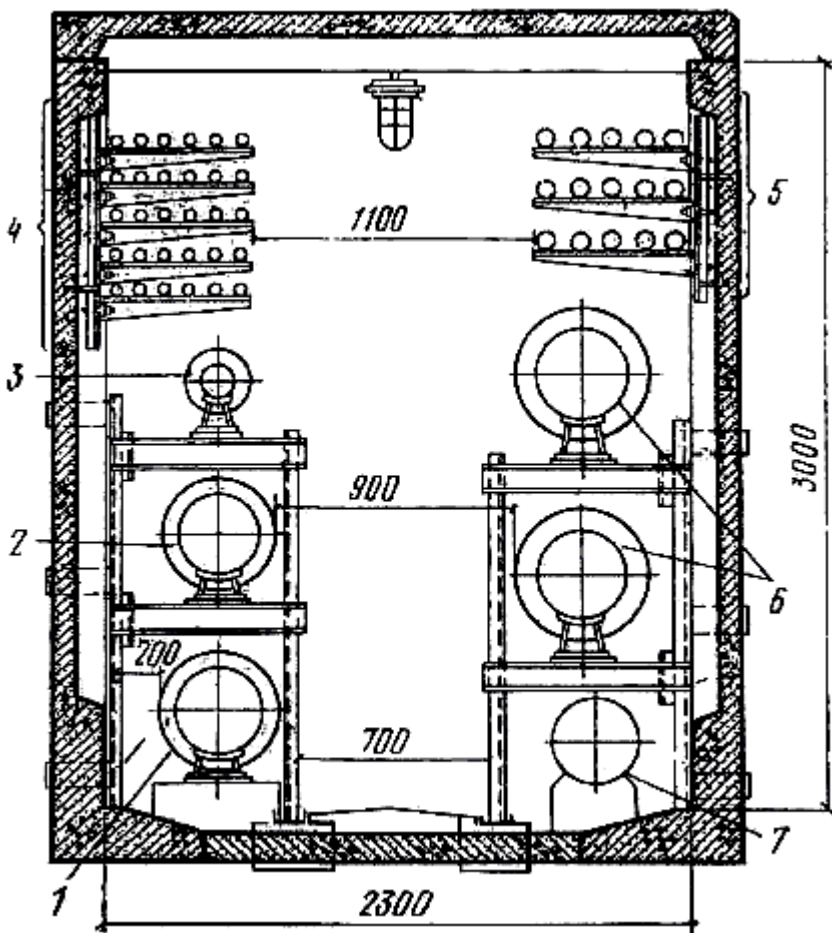


Рис. 2.9. Сечение типового городского коллектора:  
 1 и 2 – трубопроводы теплосети; 3 – конденсатопровод; 4 – телефонные кабели;  
 5 – силовые кабели; 6 – паропровод; 7 – водопровод

Если количество трубопроводов невелико, могут устраиваться сборные полупроходные каналы для обеспечения доступа для осмотра трубопроводов (например, при пересечении с железными дорогами). Высота канала – не менее 1400 мм.

Наибольшее распространение получили прокладки в сборных непроходных каналах. Разработаны типовые конструкции каналов промышленного изготовления (рис. 2.10).

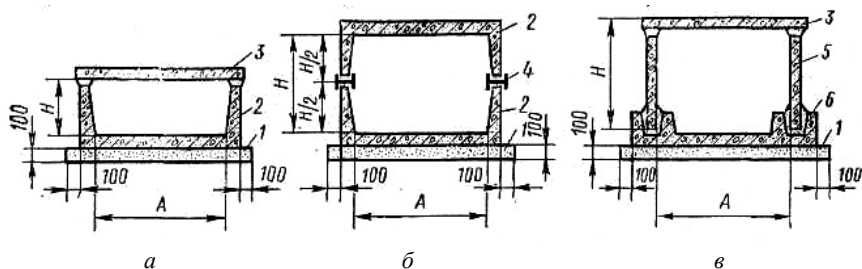


Рис. 2.10. Типовые конструкции непроходных каналов:  
*a* – из лотковых элементов типа КЛ; *б* – сборные из лотковых элементов типа КЛс;  
*в* – из сборных элементов типа КС;  
 1 – песчаная подготовка; 2 – лоток; 3 – плита перекрытия;  
 4 – двутавр; 5 – плита стены; 6 – днище

Эти каналы могут проектироваться сдвоенными, для отдельной прокладки труб больших диаметров. Размеры непроходных каналов принимают, исходя из допустимых расстояний между поверхностью тепловой изоляции трубопроводов, стенками канала, поверхностью изоляции смежного трубопровода, потолком и полом канала [8]. Для уменьшения размеров канала компенсаторы в камерах и запорную арматуру устанавливают вразбежку. Трубопроводы в каналах укладывают на железобетонные подушки с закладными стальными деталями для подвижных опор.

## 2.4. Бесканальные прокладки тепловых сетей

Бесканальные прокладки находят применение вследствие значительно меньших капитальных затрат на строительство теплосетей по сравнению с канальными. Однако, как показала практика, требуется надежная защита поверхности трубопроводов, а также тепловой изоляции от проникновения почвенной влаги и грунтовых вод.

Надежная и эффективная (по теплотехническим качествам) работа бесканального теплопровода может быть обеспечена при соблюдении ряда условий:



- основной теплоизоляционный слой при приемлемой толщине должен обеспечивать тепловые потери менее нормируемых и не иметь в своем составе примесей, вызывающих наружную коррозию труб;
- устойчивость физических и химических тепло-, гидро- и антикоррозионных покрытий в течение нормативного срока службы;
- прочность, обеспечивающая надежную работу трубопровода;
- индустриальность, сборность конструкции;
- возможность транспортировки от завода-изготовителя до места монтажа без повреждений.

Бесканальные прокладки по типу теплоизоляции можно разделить на монолитные, литые и засыпные. Примером прокладки в монолитной теплоизоляции является прокладка в битумоперлитовой оболочке. Вследствие плохой адгезии изоляции с поверхностью трубы температурное перемещение происходит внутри оболочки. Требуется хорошая защита поверхности трубы от наружной коррозии (рис. 2.11). Другим примером может быть прокладка в оболочке из фенольного поропласта. Хорошая адгезия с поверхностью трубы допускает линейные удлинения труб вместе с тепловой изоляцией. Недостаток – высокое водонасыщение и вследствие этого увеличение коэффициента теплопроводности. Требуется тщательная эффективная гидроизоляция поверхности трубопровода. На практике находят применение прокладки в армопенобетонной оболочке, а также из полимербетона.

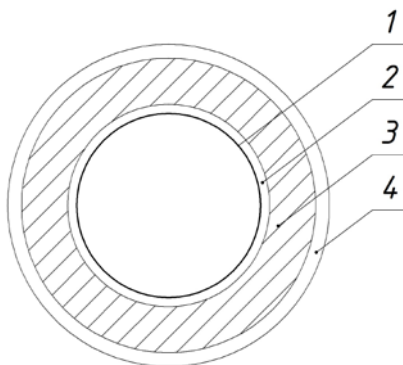


Рис. 2.11. Бесканальная прокладка в битумоперлитовой оболочке:  
 1 – труба; 2 – антикоррозионное покрытие; 3 – битумоперлитовая теплоизоляция;  
 4 – гидроизоляционный слой

Литые прокладки выполняются на трассе заливкой раствора из пенобетона, пеносиликата или материалов на битумной основе в инвентарную опалубку или форму.

Засыпные конструкции также выполняются на трассе путем засыпки уложенной в подготовленную траншею трубы теплоизоляционным материалом, чаще всего асфальтитом или асфальтоизолом. В процессе разогрева материал спекается, оплавляясь на поверхности труб. Имеются примеры засыпки гидрофобизированным мелом, при этом днище и бока опалубки покрывают полиэтиленовой пленкой. Ей же закрывается и верх конструкции после засыпки порошкового мела.

Несмотря на очевидные материальные преимущества вышеприведенных способов бесканальных прокладок, они не получили широкого применения вследствие их недолговечности из-за коррозии стыковых соединений и очаговой коррозии поверхности труб. Выполнить данные прокладки герметичными на практике не представляется возможным. Кроме того, непрочная поверхность покрытия труб получает повреждение при погрузочно-разгрузочных работах и транспортировке труб.

Всех этих недостатков лишены предварительно изолированные трубы с оболочкой из полиэтилена.

## **2.5. Бесканальные прокладки из предварительно изолированных труб**

### ***2.5.1. Общие положения***

Подземные бесканальные предварительно изолированные (предызолированные) трубопроводы (ПИ-трубы) являются механической конструкцией, состоящей из стальной трубы, наружной полиэтиленовой трубы-оболочки и пенополиуретановой теплоизоляции в кольцевом пространстве, которые жестко связаны между собой и вместе с окружающим грунтом образуют единую систему (рис. 2.12).

Бесканальная прокладка предызолированных трубопроводов обладает значительными преимуществами по сравнению с традиционной прокладкой по надежности, долговечности, снижению затрат ручного труда при строительстве и монтаже, по сокращению сроков строительства. Кроме этого, сама конструкция «труба в трубе» позволяет исключить наружную коррозию трубопровода.

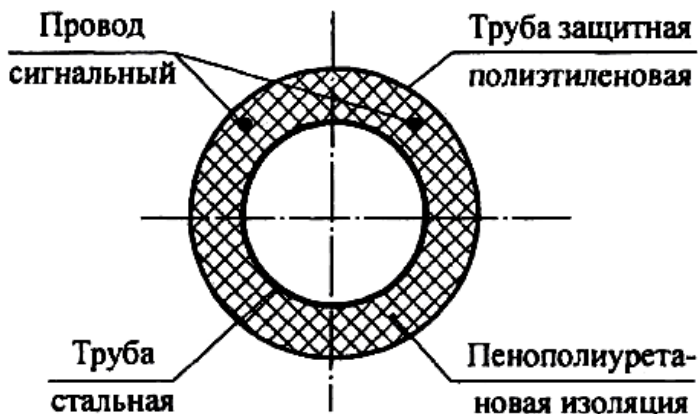


Рис. 2.12. Конструкция предварительно изолированного трубопровода

Кроме вышеупомянутых достоинств предизолированные трубопроводы имеют еще одно важное преимущество – систему оперативного дистанционного контроля (ОДК) за увлажнением изоляции, что позволяет своевременно реагировать на нарушение целостности стальной трубы или полиэтиленового гидроизоляционного покрытия и заранее предотвращать утечки и аварии.

В качестве теплоизолирующего материала в предизолированных трубах при температуре теплоносителя до 130 °С (кратковременное воздействие до 150 °С) используется жесткий пенополиуретан плотностью не менее 60 кг/м<sup>3</sup>, с коэффициентом теплопроводности  $\lambda$  не более 0,033 Вт/(м °С).

В качестве материала трубы-оболочки предизолированных труб применяется полиэтилен низкого давления по ГОСТ 16338 плотностью не менее 944 кг/м<sup>3</sup>, с коэффициентом теплопроводности  $\lambda = 0,43$  Вт/(м °С).

Предизолированные трубопроводы можно прокладывать традиционным способом – в каналах, надземно. При надземной прокладке предизолированные трубы выпускают в металлической оболочке, изготовленной из оцинкованной стали толщиной 0,55–1,0 мм.

При прокладке в непроходных каналах предизолированные трубы укладывают на скользящие опоры, при этом расчет теплотрасс производится аналогично расчетам теплопроводов, изолированных минеральной ватой или другими теплоизоляционными материалами.

При прокладке труб в траншее необходимо выдерживать минимальные расстояния между ними (рис. 2.13).

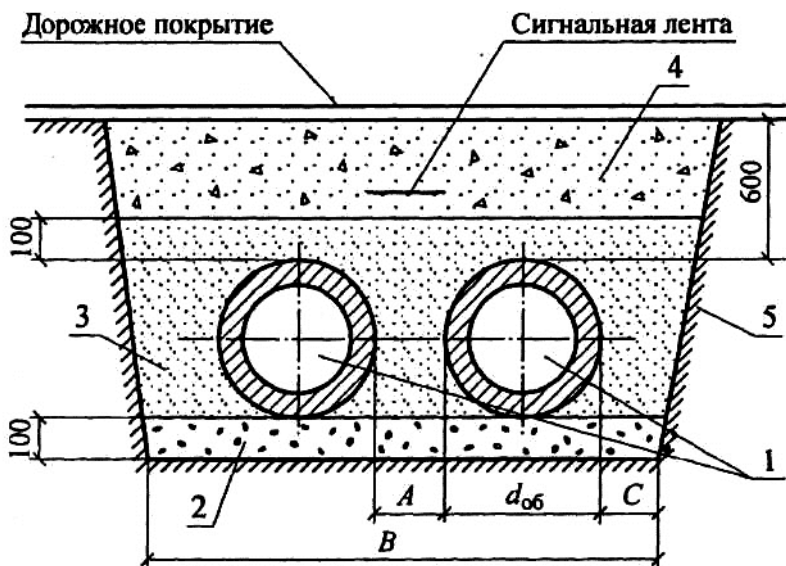


Рис. 2.13. Расположение труб в траншее:  
 1 – трубопровод в изоляции; 2 – песчаная подушка;  
 3 – засыпка песком; 4 – окружающий грунт

Для удобства сварки стальных труб и последующей герметизации гидрозакщитной оболочки концы труб имеют неизолерованные участки длиной 150 мм (до диаметра 219 мм) или 250 мм для остальных диаметров.

Производство предизолированных труб обеспечивает надежное сцепление между наружной поверхностью металлической трубы с пенополиуретановой изоляцией и внутренней поверхностью наружной полиэтиленовой оболочки. Таким образом, все элементы теплоизолированной трубы при изменении температуры теплоносителя перемещаются совместно. При бесканальной прокладке тепло-трассы значительная часть возникающих при этом усилий погашается за счет трения между наружной оболочкой трубы и грунтом.

Компенсация тепловых удлинений предизолированных трубопроводов при бесканальной прокладке может осуществляться:

1) обычным компенсационным методом (с использованием Г-, П-, Z-образных компенсаторов);

2) с предварительным продольным напряжением теплопроводов путем начального их разогрева (как с использованием стартовых компенсаторов, так и без них);

3) сильфонными компенсаторами.

*Компенсационный метод* – использование естественной компенсации за счет изменения направлений трубопроводов, образующих самокомпенсирующиеся участки Г-, П-, Z-образной формы. В этих случаях между стенкой траншеи и трубопроводом в местах изменения направления перед обратной засыпкой устанавливаются специальные подушки из эластичного материала (пенополиуретан, пенополистирол, специальные конструкции из минеральной ваты), обеспечивающие свободное перемещение труб при их температурном удлинении.

При применении метода прокладки с предварительным напряжением труб без стартовых компенсаторов трубопровод после монтажа и проведения гидравлического испытания на прочность перед засыпкой грунтом нагревается до средней температуры теплоносителя (средней между температурой монтажа и максимальной рабочей температурой), после чего производится полная засыпка. При этом методе сила трения между наружной оболочкой и грунтом обеспечивает общую устойчивость системы, а изменение температуры приводит к изменению осевых напряжений в трубопроводах. Продольные перемещения труб в этом случае значительно уменьшаются.

При применении метода прокладки предизолированных труб с предварительным напряжением и использованием стартовых компенсаторов трубопровод полностью монтируется в траншее и засыпается грунтом (за исключением мест установки стартовых компенсаторов). Затем система нагревается до температуры, при которой все стартовые компенсаторы срабатывают и замыкаются, после чего осуществляется фиксация компенсаторов сваркой. Таким образом стартовые компенсаторы срабатывают один раз, после чего система превращается в неразрезную и компенсация температурных расширений в дальнейшем осуществляется за счет знакопеременных осевых напряжений сжатия-растяжения.

Кроме гибкой компенсации при прокладке труб применяется осевая компенсация сильфонными компенсаторами. Они поставля-

ются в полностью изолированном виде и дополнительно не требуют изоляционных работ на монтажной площадке.

### **2.5.2. Компенсационный метод прокладки предизолированных труб**

Температурные удлинения трубопроводов с П-, Г- и Z-образными компенсаторами осуществляются за счет их компенсационной способности. Проектирование таких трубопроводов заключается в определении монтажной длины трубопровода  $L_{\max}$ , при которой осевое напряжение сжатия  $\sigma$  при нагревании не превышает своего допустимого значения  $\sigma_{\text{доп}}$ .

Максимальная монтажная длина  $L_{\max}$ , м, прямого участка трубопровода от неподвижной (или условной) опоры до компенсатора определяется по формуле [11]

$$L_{\max} = \frac{A_{\text{дд}} \cdot \sigma_{\text{дд}}}{F}, \quad (2.1)$$

где  $A_{\text{тр}}$  – площадь поперечного сечения стенки стальной трубы, мм<sup>2</sup>;  
 $\sigma_{\text{доп}}$  – допускаемое осевое напряжение трубопровода, МПа (Н/мм<sup>2</sup>);

$F$  – сила трения между грунтом и полиэтиленовой трубой-оболочкой, Н/м, вычисляемая по выражению

$$F = \mu \cdot V \cdot \pi \cdot d_{\text{ос}}, \quad (2.2)$$

где  $\mu$  – коэффициент трения между трубой-оболочкой и песчаной обсыпкой:  $\mu = 0,4$ ;

$V$  – давление грунта на наружную поверхность трубы-оболочки, Н/м<sup>2</sup>;

$d_{\text{ос}}$  – наружный диаметр полиэтиленовой трубы-оболочки, м.

Давление грунта на наружную поверхность трубы  $V$ , Н/м<sup>2</sup>, рассматривается как равномерно распределенная нагрузка и определяется по формуле

$$V = v \cdot h \cdot \rho \cdot g \cdot \left( \frac{1 + K_0}{2} \right), \quad (2.3)$$

где  $v$  – коэффициент нагрузки стальной трубы:  $v = 1,1$ ;

$h$  – расстояние от поверхности земли до оси трубопровода, м;

$\rho$  – плотность засыпного грунта, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$K_0$  – коэффициент бокового давления грунта:  $K_0 = 0,5$ .

К типовым видам радиальной компенсации относятся Г-, П-, Z-образные компенсаторы.

Г-образная компенсация рекомендуется в пределах углов от 45 до 90° (рис. 2.14).

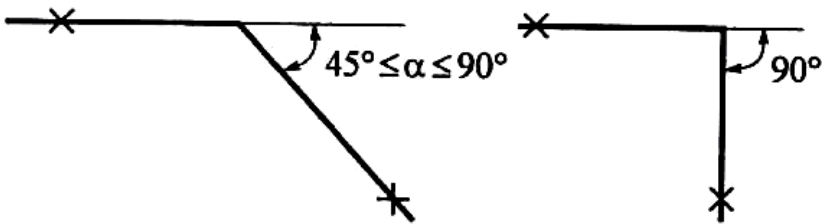


Рис. 6.14. Изменение направления трассы под углом  $45^\circ \leq \alpha \leq 90^\circ$

Для обеспечения перемещения трубопровода при температурном удлинении устанавливаются амортизирующие прокладки, толщина которых определяется в зависимости от расчетного температурного удлинения трубопровода и условия, что общее сжатие каждой прокладки не должно превышать 50 % ее толщины.

Необходимые размеры компенсационных зон можно рассчитать по формулам:

$$L_{\text{з1}} = 1,2 \cdot \sqrt{\frac{1,5 \cdot E \cdot d_1 \cdot \Delta L_2}{\sigma_{\text{аир}}}}; \quad (2.4)$$

$$L_{\text{с}2} = 1,2 \cdot \sqrt{\frac{1,5 \cdot E \cdot d_i \cdot \Delta L_1}{\sigma_{\text{аи}}}},$$

где  $L_{\text{к}1}$ ,  $L_{\text{к}2}$  – длины компенсационных зон для углов  $\alpha = 90^\circ$  (рис. 2.15), м;

$E$  – модуль продольной упругости стальной трубы, Н/мм<sup>2</sup>;

$d_{\text{н}}$  – наружный диаметр трубы, м;

$\Delta L_1$  и  $\Delta L_2$  – температурное удлинение трубопровода соответственно длиной  $L_1$  и  $L_2$ , м.

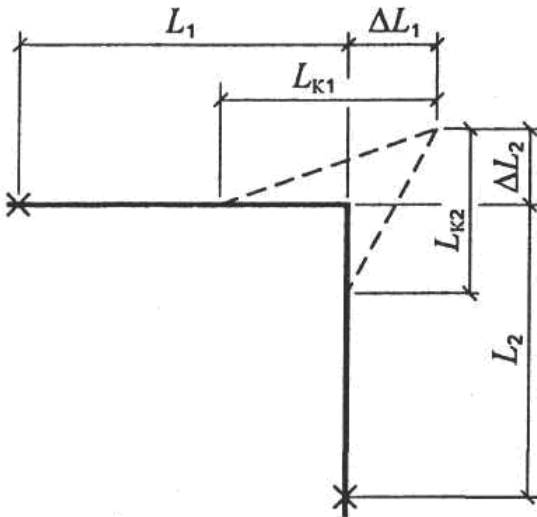


Рис. 2.15. Размеры компенсационных зон для компенсационных углов  $\alpha = 90^\circ$

Температурное удлинение  $\Delta L$  участка трубопровода длиной  $L$ , засыпанного грунтом, определяется по выражению

$$\Delta L = \alpha \cdot (\tau - t_{\text{м}}) \cdot L - \frac{F \cdot L^2}{2E \cdot A_{\text{тр}}}, \quad (2.5)$$

где  $\alpha$  – коэффициент линейного расширения стальной трубы, мм/(м °С);

$\tau$  – расчетная температура теплоносителя, °С;



$t_M$  – температура наружного воздуха при монтаже трубопровода, °С.

Для компенсационных углов  $45^\circ \leq \alpha < 90^\circ$  (рис. 2.16) длина плеч компенсации  $L_{K1}$  и  $L_{K2}$ , м, вычисляется с учетом приведенной длины перемещений, определяемых по формулам

$$w_1 = \frac{\Delta L_1}{\operatorname{tg} \alpha} + \frac{\Delta L_2}{\sin \alpha}; \quad (2.6)$$

$$w_2 = \frac{\Delta L_1}{\sin \alpha} + \frac{\Delta L_2}{\operatorname{tg} \alpha};$$

$$L_{\hat{e}1} = 1,2 \cdot \sqrt{\frac{1,5 \cdot E \cdot d_i \cdot w_2}{\sigma_{\text{аи}}}}; \quad (2.7)$$

$$L_{\hat{e}2} = 1,2 \cdot \sqrt{\frac{1,5 \cdot E \cdot d_i \cdot w_1}{\sigma_{\text{аи}}}}.$$

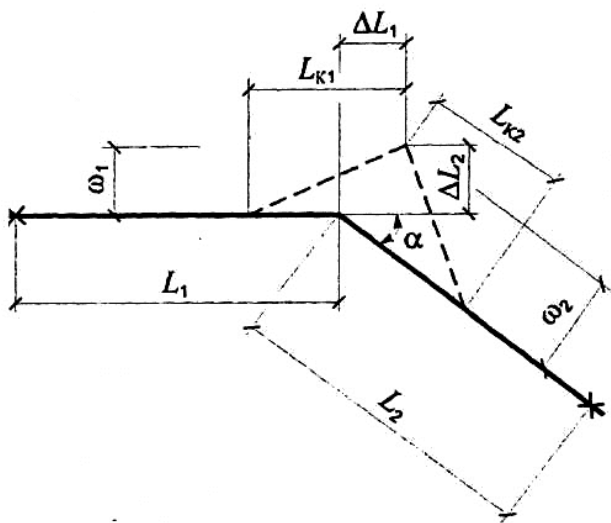


Рис. 2.16. Длина плеч компенсации для углов  $45^\circ \leq \alpha \leq 90^\circ$

Для углов  $\alpha < 45^\circ$  применение Г-образных компенсаторов не желательно, т. к. эти углы являются некомпенсационными.

Данную систему компенсации допускается применять при изменении направления трассы под углом от  $8^\circ$  до  $45^\circ$ . При этом во избежание недопустимых напряжений в стенке трубы на расстоянии не более 6 м от поворота трассы должна быть установлена неподвижная опора либо применена система компенсации под углом  $90^\circ$  на расстоянии не более  $0,5 L_{\max}$ . Возможные варианты нетиповой компенсации представлены на рис. 2.17.

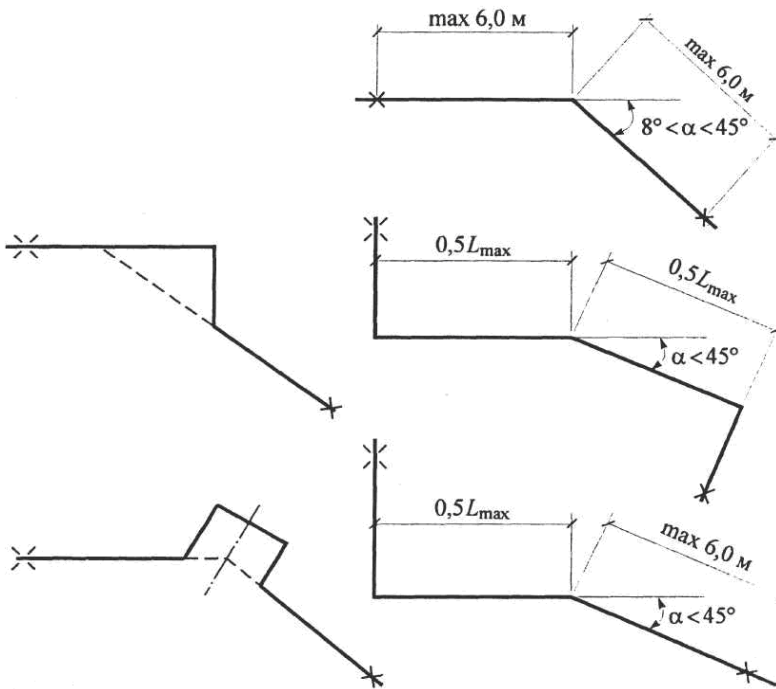


Рис. 2.17. Варианты систем компенсации при изменении направления трассы на угол от  $8^\circ$  до  $45^\circ$

Изменение направления трассы под углом меньше  $8^\circ$  следует считать прямым участком трубопровода.

При Z-образной компенсации (рис. 2.18) вылет компенсатора  $L_Z$ , м, в зависимости от диаметра трубы  $d_n$  и удлинения  $\Delta L$  вычисляется по формуле

$$L_Z = 1,2 \cdot \sqrt{\frac{1,5 \cdot E \cdot d_n \cdot \Delta L}{\sigma_{\text{доп}}}}, \quad (2.8)$$

где  $\Delta L$  – суммарное удлинение участков трубопроводов  $L_1$  и  $L_2$ , т. е.

$$\Delta L = \Delta L_1 + \Delta L_2, \text{ м.}$$

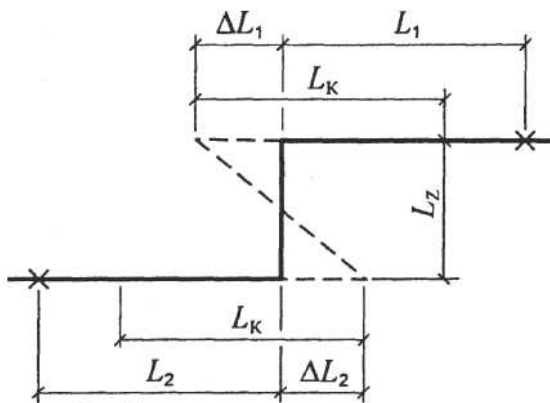


Рис. 6.18. Размеры компенсационных зон для Z-образных компенсаторов

Длина зон компенсации для плеч Z-образного компенсатора длиной  $L_1$  и  $L_2$  вычисляется как

$$L_{\hat{e}} = 0,1 \cdot \sqrt{d_i \cdot L_Z}. \quad (2.9)$$

При П-образной компенсации (рис. 6.19) вылет компенсатора  $H$ , м, можно рассчитать по выражению

$$H = 0,7 \cdot \sqrt{\frac{1,5 \cdot E \cdot d_n \cdot \Delta L}{\sigma_{\text{доп}}}}, \quad (2.10)$$

где  $\Delta L = \Delta L_1 + \Delta L_2$ .

Длина компенсационной зоны  $L_k$

$$L_k = 0,1 \cdot \sqrt{d_1 \cdot H} . \quad (2.11)$$

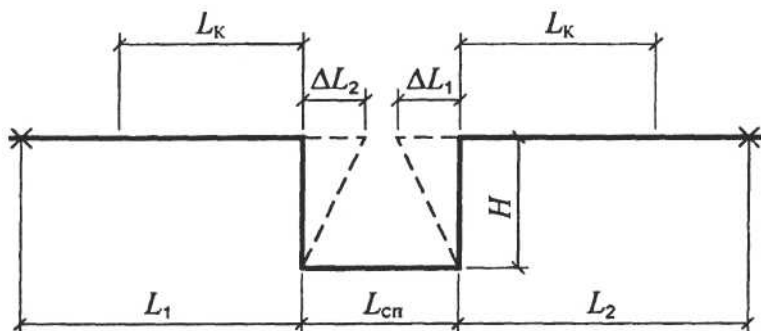


Рис. 2.19. Компенсационные зоны для П-образных компенсаторов

Необходимыми условиями для использования П-образного компенсатора являются следующие соотношения между длинами плеч, спинки и вылета компенсатора:

$$L_1 \leq L_{\max}; L_2 \leq L_{\max}; 0,5 H \leq L_{сп} \leq H;$$

$$0,25 \cdot \frac{L_1}{L_2} < 2,0 .$$

Если длина спинки компенсатора больше вылета ( $L_{сп} > H$ ), то П-образный компенсатор следует рассматривать как два Z-образных компенсатора.

Длину наибольшего плеча П-образного компенсатора рекомендуется принимать менее 60 % общей длины участка.

### 2.5.3 Прокладка труб с предварительным подогревом

При применении метода прокладки труб с предварительным напряжением трубопровод после монтажа и проведения гидравлического испытания на прочность перед засыпкой грунтом подвергается предварительному нагреванию. Компенсация температурных деформаций происходит за счет изменения осевого напряжения в заземленном теплопроводе. Поэтому область применения тепловых сетей без постоянно действующих компенсирующих устройств ограничена допустимым перепадом температур  $\Delta t$ . Температура предварительного нагрева определяется по формуле

$$t_{\text{п}} = \frac{\tau + t_{\text{м}}}{2}, \quad (2.12)$$

где  $\tau$  – максимальная температура теплоносителя, °С;

$t_{\text{м}}$  – температура наружного воздуха при монтаже трубопровода, °С.

Максимальная температура теплоносителя

$$\tau = \Delta t + t_{\text{м}},$$

где  $\Delta t$  – максимально допустимый перепад температур теплоносителя:

$$\Delta t = \frac{1,8 \cdot \sigma_{\text{дп}}}{\alpha \cdot E}. \quad (2.13)$$

При достижении температуры предварительного прогрева и достижения расчетного удлинения производится засыпка траншеи грунтом, после чего трубопровод прогревается до рабочей температуры.

Сила трения между грунтом и трубой-оболочкой удерживает всю систему от перемещений, а изменение температурного режима вызывает развитие осевых напряжений в стальной трубе, которые не должны превышать допустимого напряжения  $\sigma_{\text{доп}}$ . Продольные перемещения трубопровода в этом случае исключаются, т. е. не учитываются.

Осевые напряжения, Н/мм<sup>2</sup>, при прогреве трубопровода находят как

$$\sigma = \alpha \cdot E \cdot \Delta t, \quad (2.14)$$

здесь  $\Delta t$  – разность температур стенки трубы в начале и после прогрева, °С.

При применении предварительного подогрева часто используют стартовые компенсаторы.

Стартовый компенсатор отличается от других компенсаторов тем, что выполняет свою функцию только один раз при первом разогреве трубопровода, после чего производится его фиксация сварным швом, и компенсатор в дальнейшем играет роль отрезка трубы (рис. 2.20).

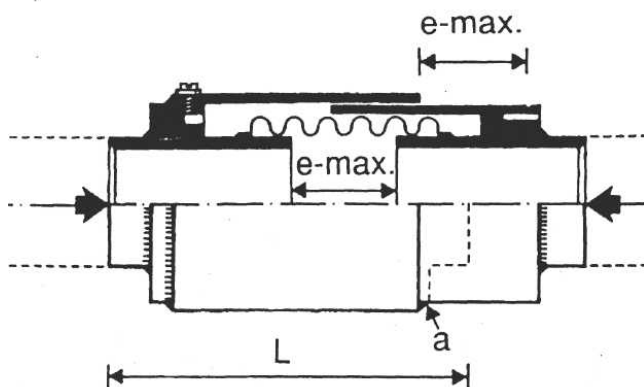


Рис. 2.20. Стартовый компенсатор:

$e\text{-max}$  – максимальная компенсирующая способность компенсатора;

$a$  – место сварочного шва компенсатора после его разогрева;

$L$  – длина компенсатора после сжатия

Основным условием для определения числа и мест установки стартовых компенсаторов являются условия:  $\sigma < \sigma_{\text{доп}}$  и  $\Delta L_{\text{ск}} > \Delta L$ , т. е. осевое напряжение в стенке трубы не должно превышать допустимого значения и компенсирующая способность компенсаторов должна быть больше величины удлинения трубопровода.

Удлинение  $\Delta L_{\text{ск}}$ , м, воспринимаемое компенсатором при предварительном прогреве, вычисляется по формуле

$$\Delta L_{\text{СК}} = \frac{1}{2} \cdot \alpha \cdot (\tau - t_M) \cdot L. \quad (2.15)$$

Максимально допустимое расстояние, м, между стартовыми компенсаторами

$$L_{\text{max}}^{\hat{e}} = \frac{200 \cdot A_{\text{дд}}}{F} \cdot \left[ 2\sigma_{\text{аф}} - \alpha \cdot \dot{A} \cdot (\tau - t_1) \cdot 10^{-3} \right]. \quad (2.16)$$

Диапазон температур предварительного нагрева, при которых может быть осуществлена заварка компенсатора:

$$t_{\text{пн}}^{\text{max}} = t_M + \frac{\sigma_{\text{доп}}}{\alpha \cdot E} \cdot 10^3; \quad (2.17)$$

$$t_{\text{пн}}^{\text{min}} = \tau - \frac{\sigma_{\text{доп}}}{\alpha \cdot E} \cdot 10^3.$$

Расстояние от стартового компенсатора до места установки отвления должно быть не менее  $L_{\text{max}}^K / 3$ , а до неподвижной опоры (условной или реальной) – не более  $0,5 L_{\text{max}}^K$  (рис. 2.21).

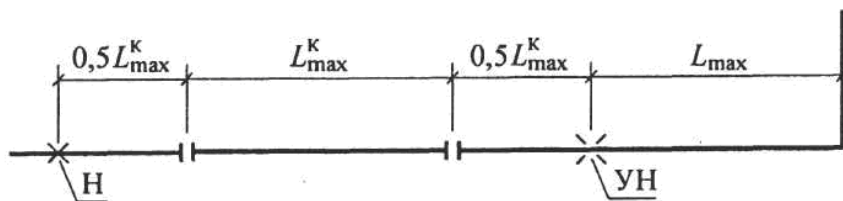


Рис. 2.21. Установка стартового компенсатора

#### **2.5.4. Прокладка труб с применением сильфонных компенсаторов**

Компенсация тепловых удлинений прямых участков труб может осуществляться при помощи сильфонных компенсаторов (СК). Как

правило, свободный ход компенсатора составляет 50–200 мм. Это обеспечивает перемещение труб при изменении температурного режима в процессе эксплуатации и вызывает развитие незначительных осевых сжимающих напряжений в трубопроводе.

Прямые участки, прилегающие к сильфонному компенсатору  $L$ , м, до реальной или условной неподвижной опоры должны быть не больше  $0,5 L_{\max}$ .

Максимальная длина участка между двумя соседними компенсаторами

$$L_{\max} \leq 2 \cdot \frac{\sigma_{\text{доп}} \cdot A_{\text{тр}} - F_{\text{к}}}{F} \quad (2.18)$$

где  $F$  – сила трения между грунтом и полиэтиленовой трубой-оболочкой, см. (2.2).

Сила упругой деформации сильфонного компенсатора  $F_{\text{к}}$ , Н, обычно приводится в характеристике самого компенсатора или может быть рассчитана по формуле

$$F_{\text{к}} = P \cdot A_{\text{к}} + C_{\text{к}} \cdot \Delta l_{\text{к}}, \quad (2.19)$$

где  $P$  – расчетное давление в трубопроводе, Н/мм<sup>2</sup>;

$A_{\text{к}}$  – внутреннее сечение компенсатора, мм<sup>2</sup>;

$C_{\text{к}}$  – сила упругости компенсатора, Н/мм<sup>2</sup>;

$\Delta l_{\text{к}}$  – расчетный ход компенсатора, мм.

Реально величина  $L_{\max}$  ограничена компенсационной способностью подобранного компенсатора. Длина участка, на котором устанавливается один СК, определяется выражением

$$L_{\text{к}} = \frac{1,15 \cdot 2 \cdot \lambda}{\alpha \cdot (\tau - t_0)} < L_{\max}, \quad (2.20)$$

где  $\lambda$  – амплитуда осевого хода компенсатора, мм;

$t_0$  – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °С.

Установка реальных неподвижных опор между сильфонными компенсаторами не требуется. При переходе с осевой компенсации на радиальную, когда сильфонный компенсатор граничит с участком самокомпенсации, необходима установка реальной неподвижной опоры (рис. 2.22).



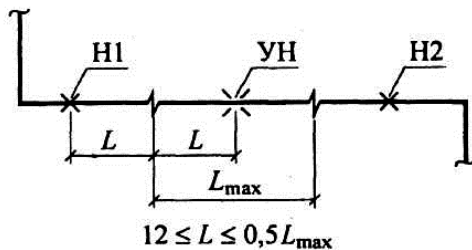


Рис. 2.22. Установка сильфонных компенсаторов

### **2.5.5. Компенсационные зоны**

При изменениях температуры теплоносителя необходимо обеспечить расчетные перемещения плеч Г-, П-, Z-образных компенсаторов, засыпанных грунтом.

Под зоной компенсации понимается площадь, ограниченная с одной стороны длиной компенсационного плеча  $L'$  и с другой стороны – выступающим удлинением  $\Delta L$  трубопровода, в которой происходит перемещение трубопровода. Схема участка трубопровода с зоной компенсации показана на рис. 2.23.

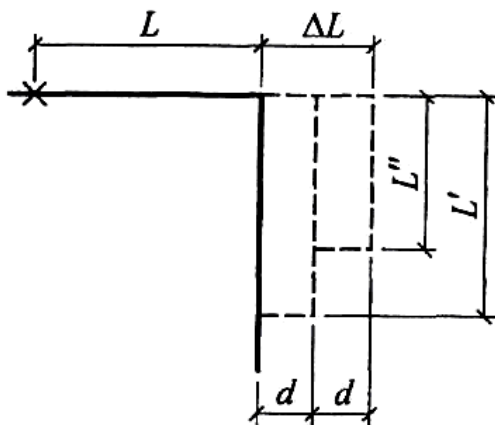


Рис. 2.23. Зона компенсации участка трубопровода

Компенсационные подушки изготавливаются из эластичного материала (вспененного полиэтилена, губчатой резины, пенополиуретана). Низкое сопротивление сжатию этого материала гарантирует свободное перемещение компенсирующих плеч и нормальную работу трубопроводов.

Компенсационные подушки укладываются как отдельные элементы, ступенями. Каждая плита первого слоя принимает на себя часть удлинения  $\Delta L$  на длине  $L'$ , следующий слой воспринимает часть удлинения на длине  $L''$ , которая определяется по выражению

$$L'' = \frac{\Delta L - d}{\Delta L} \cdot L', \quad (2.21)$$

где  $d$  – компенсирующая способность плиты.

Количество подушек, устанавливаемых по длине компенсирующего плеча, должно обеспечить  $2/3$  длины плеча. Перемещение компенсатора величиной 10 мм и менее не требует применения компенсирующих подушек.

Схема установки подушек показана на рис. 2.24.



Рис. 2.24. Схема установки амортизирующих подушек

### 2.5.6 Неподвижные опоры

Условная неподвижная опора на прямом участке трубопровода образуется в таком месте, где наступает равновесие сил трения между грунтом, трубой и силами, возникающими под влиянием изменения температуры.

Для предохранения трубопровода от разрушающих усилий (превышающих расчетную прочность), возникающих при температурных удлинениях, в отдельных случаях необходимо устанавливать реальные неподвижные опоры.

Реальная неподвижная опора устанавливается в следующих случаях:

- при выполнении угла поворота трассы от  $10^\circ$  до  $45^\circ$ . Неподвижные опоры должны устанавливаться на расстоянии не более 6 м от поворота трассы (рис. 2.17) либо применяется система компенсации под углом  $90^\circ$  на расстоянии не более чем  $0,5 L_{\max}$  (см. рис. 2.17);
- на вводах в здание, когда прямолинейный участок трубопровода, непосредственно входящий в здание, имеет длину более 10 м;
- при переходе диаметров больше чем на один типоразмер с целью защиты участка с меньшим диаметром трубы (рис. 2.25, а). При разнице диаметров на один типоразмер неподвижная опора может не устанавливаться, но рекомендуется проверять такие ситуации расчетом при конкретных условиях;
- для защиты трубопроводов при комбинации осевой и радиальной компенсации (рис. 2.22);
- для защиты малых компенсационных плеч при радиальной компенсации (рис. 2.25, б);
- на ответвлении от основного теплопровода, выполненного с помощью прямого или углового тройника (рис. 2.25, в);
- при комбинации канальной и бесканальной прокладки трубопровода (рис. 2.25, г).

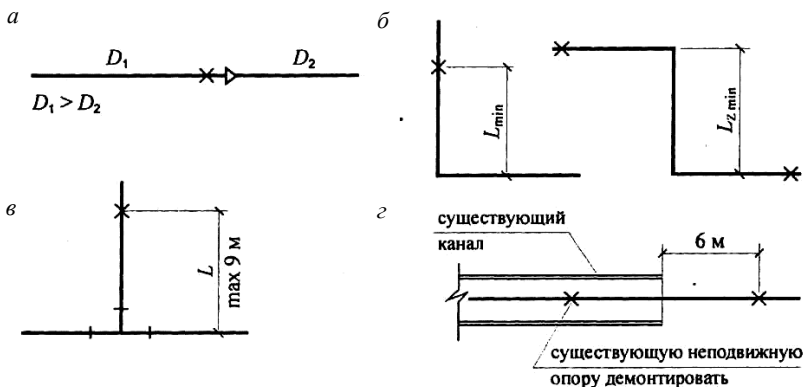


Рис. 2.25. Установка неподвижных опор

### 2.5.7. Ответвления трубопроводов

Ответвления при бесканальной прокладке трубопроводов выполняются при помощи прямых, угловых или параллельных тройников (рис. 2.26).

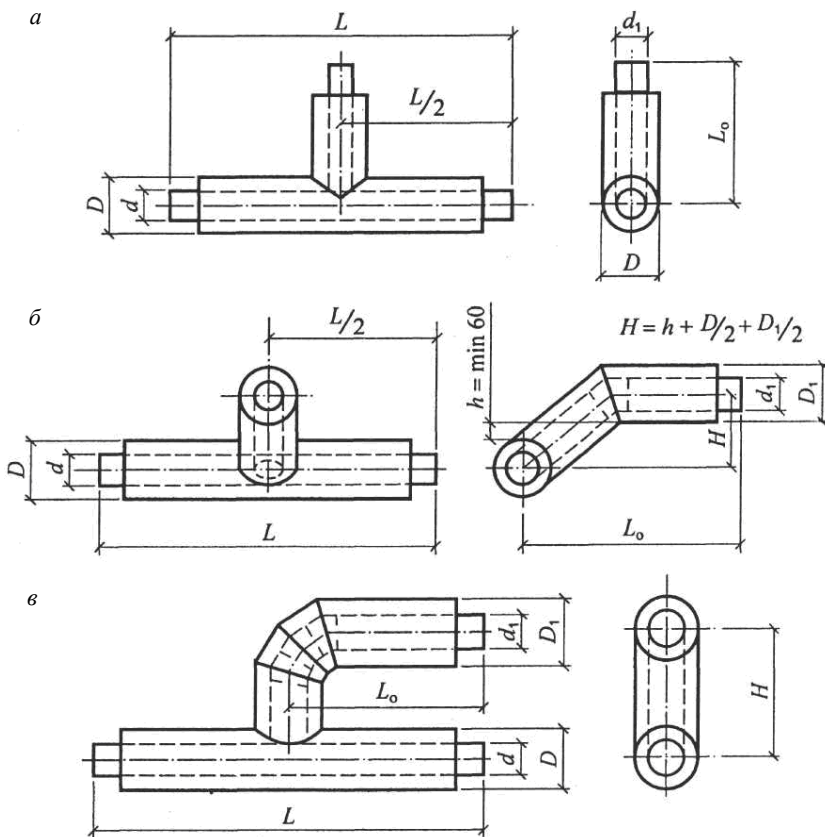


Рис. 2.26. Виды тройников-ответвлений:  
а – прямой; б – угловой; в – параллельный

Для предохранения основного трубопровода и его ответвлений от напряжений, превышающих допустимые значения при температурном удлинении, необходимо соблюдение следующих условий:

1. При применении прямого или углового тройника ответвление следует устраивать в виде Z-образного участка с выполнением всех требований для Z-образного компенсатора (рис. 2.27, а). Если ответвление невозможно выполнить в виде Z-образного участка, то на ответвлении устанавливается неподвижная опора (рис. 2.27, б). При этом обязательно устройство компенсационных зон для Г-образной компенсации с двойным удлинением.

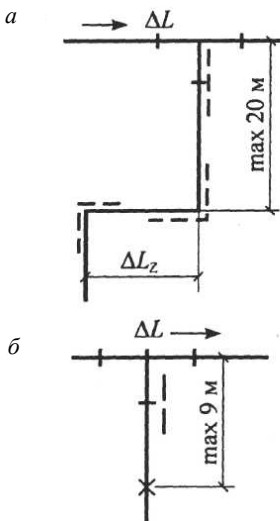


Рис. 2.27. Ответвление с применением прямого или углового тройника

2. При применении параллельного тройника ответвление рассматривается как Г-образный участок компенсации, причем компенсационное плечо принимается с запасом 1,5–2,0 м.

3. При радиальной компенсации ответвление от основного теплопровода следует выполнять на расстоянии от компенсационной зоны не менее 0,3 ее длины (рис. 2.28). Причем удлинение основного теплопровода в месте ответвления не должно превышать 50 мм.

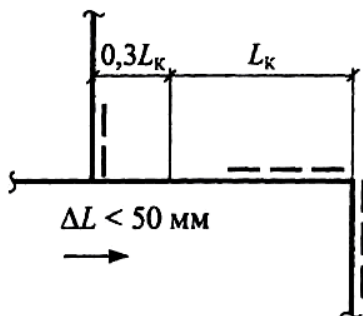


Рис. 2.28. Ответвление от основного трубопровода  
вблизи Г-образного компенсатора

4. Ответвления от основного теплопровода, как правило, должны предусматриваться в зоне минимальных перемещений у неподвижных опор (реальных или условных). При этом ответвление следует обкладывать амортизирующими прокладками для обеспечения боковых перемещений.

### 2.5.8. Присоединение к теплопроводам канальной прокладки

Присоединение бесканальных предизолированных трубопроводов к существующим теплопроводам канальной прокладки встречается в практике при реконструкции существующих тепловых сетей.

При подсоединении бесканальной прокладки к канальной на прямых участках не следует передавать нагрузки от бесканальных трубопроводов на канальные. Это достигается основными способами, представленными на рис. 2.25 и 2.29, а.

При ответвлении бесканального трубопровода от канального может применяться компенсационная ниша. Разгрузку трубопроводов канальной прокладки от влияния бесканальных трубопроводов при ответвлении лучше выполнять при помощи самокомпенсирующих участков; использовать осевые компенсаторы в этих случаях не рекомендуется. Применение реальных неподвижных опор допускается только на бесканальном трубопроводе (рис. 2.29, б).

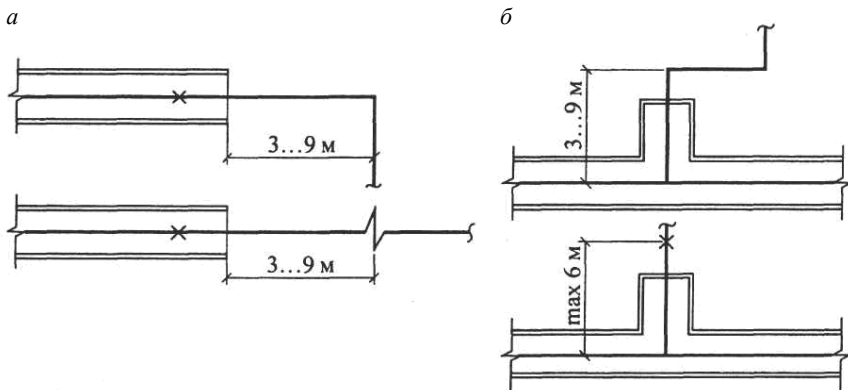


Рис. 2.29. Соединение бесканальной прокладки трубопровода с канальной:  
*а* – сочетание канальной и бесканальной прокладок; *б* – ответвление бесканального трубопровода от канального с использованием компенсационных ниш

В местах сопряжения бесканальных участков теплопроводов с канальными следует устанавливать резиновые или стальные гильзы с сальниковым уплотнителем, обеспечивающим возможность боковых перемещений.

Проходы теплопроводов сквозь стенки камер и фундаменты зданий также осуществляются с помощью установки специальных резиновых (полимерных или стальных с сальниковым уплотнителем) гильз с последующим бетонированием.

Ввод теплопровода в здание можно выполнять одним из способов, представленных на рис. 2.30.

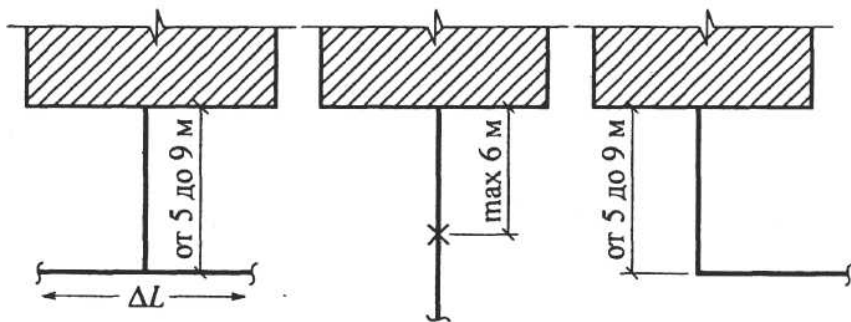


Рис. 2.30. Ввод трубопроводов в здание

### ***2.5.9. Установка арматуры и фасонных изделий***

Вся запорная арматура, фасонные изделия-отводы, тройники, переходы, сильфонные компенсаторы, концевые элементы, спускники и воздушники поставляются изолированными пенополиуретаном в полиэтиленовой оболочке с патрубками под сварку.

Предварительно изолированные отводы выполняются с углами до 90°. Угол отводов определяется как отклонение от осевого направления основного теплопровода.

В качестве запорной арматуры на предизолированных трубопроводах применяются шаровые краны (клапаны), устанавливаемые непосредственно в грунт под ковер или в камерах. Арматура поставляется в комплекте с четырехгранным ключом, на котором указано положение шарового клапана (открыто, закрыто).

Управление шаровыми кранами  $D_y < 150$  мм осуществляется с поверхности земли через коверы Т-образным ключом; кранами  $D_y = 200-350$  мм – переносными планетарными редукторами; кранами  $D_y > 400$  мм – герметичными стационарными редукторами.

В нижних точках тепловых сетей предусматриваются спускники для отвода воды в дренажные колодцы, а в верхних точках – патрубки воздушников или воздухоотводящие трубопроводы.

Трубопроводы для спуска воды и отвода воздуха присоединяются к теплопроводам с помощью предизолированных тройников. На трубопроводах дренажа и воздухоудаления предусматриваются зоны компенсации.

### ***6.5.10. Система оперативного дистанционного контроля***

Для контроля за теплофизическим состоянием тепловой изоляции предизолированные теплопроводы оснащены системой оперативного дистанционного контроля (ОДК), которая позволяет выявить участки с повышенной влажностью пенополиуретана.

Принцип действия системы ОДК импульсного типа основан на измерении электрического сопротивления теплоизоляционного слоя между стальной трубой и проводами системы контроля. Сигнальную цепь образуют два медных провода, каждый площадью сечения  $1,5 \text{ мм}^2$ , проходящие по всей длине теплопровода. Провода системы



контроля располагаются в тепловой изоляции в положении «без десяти минут два часа» на расстоянии 10–25 мм от поверхности стальной трубы.

Основной сигнальный провод располагается справа по ходу движения теплоносителя, второй провод – транзитный – располагается слева. Все ответвления от теплопровода присоединяются в разрыв правого сигнального провода, левый транзитный провод не проходит через ответвления.

При монтаже сигнальной системы на стыках используют специальные обжимные муфты, которые обеспечивают сращивание сигнальных проводов.

Соединительные кабели служат для соединения сигнальных проводов в разных трубах между собой или с коммутационными терминалами, а также для удлинения концевых кабелей и промежуточных кабельных выводов.

Коммутационные терминалы представляют собой коробку с герметичным кабельным вводом сигнальных проводов с клеммами для подсоединения приборов контроля за состоянием тепловой изоляции и произведения периодических замеров.

Пример монтажной схемы системы аварийной сигнализации показан на рис. 2.31.

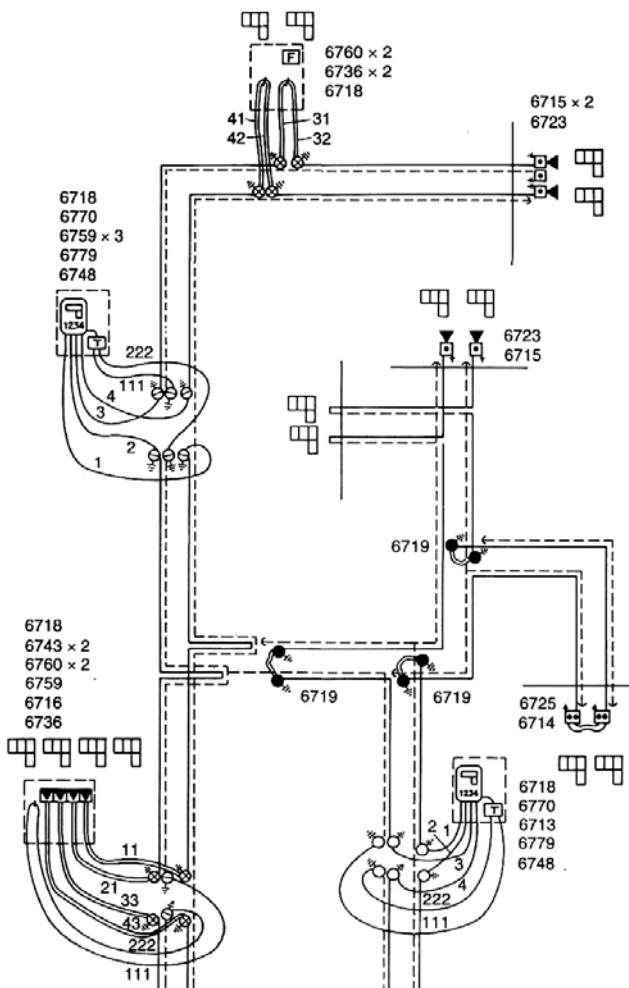


Рис. 2.31. Схема системы аварийной сигнализации

Монтаж и эксплуатация системы оперативного дистанционного контроля (ОДК) импульсного типа приведены в [12].

### 2.5.11. Гибкие предызолированные трубы

Дальнейшее развитие бесканальных прокладок нашло отражение в разработке, изготовлении и применении гибких предызолирован-

ных труб для теплопроводов. В качестве примера можно привести трубопроводы холдинга Евротрубыпласт, изготавливающего предизолированные трубы КАСАФЛЕКС с внутренней напорной гофрированной трубой из нержавеющей стали, полиэтиленовой гофрированной оболочки и теплоизоляционного слоя из пенополиуретана. Диаметр рабочей трубы от 55 до 143 мм для тепловых сетей с температурой теплоносителя – до 130 °С.

Другой тип гибких предизолированных труб этого холдинга – ИЗОПРОФЛЕКС – с внутренней рабочей трубой из полиэтилена, гофрированной полиэтиленовой трубой-оболочкой и пенополиуретановой теплоизоляцией предназначен для внутриквартирных трубопроводов отопления и горячего водоснабжения с температурой теплоносителя до 90 °С. Внутренний диаметр рабочей трубы от 25 до 160 мм (рис. 2.32).

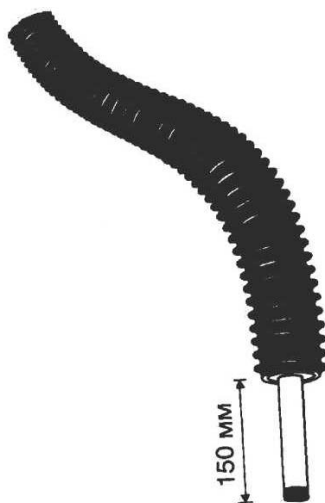


Рис. 2.32. Гибкая предизолированная труба

Трубопроводы не требуют специальных компенсационных устройств, при прокладке в кварталах возможны обходы естественных и искусственных препятствий. Разработаны способы и детали присоединения гибких труб к существующим тепловым сетям.

Поставляются гибкие трубопроводы в бухтах или на специальных катушках.

## 2.6. Камеры обслуживания и контроля

Для обслуживания запорной арматуры, сальниковых компенсаторов, дренажных устройств, воздушников, контрольно-измерительных приборов, другого оборудования устраивают камеры. Кроме того, в камерах обычно устраивают ответвления от трубопроводов и неподвижные опоры. Переходы на трубы другого диаметра также размещаются в пределах камер. Всем камерам присваивают соответствующие номера, которые обозначают на планах, схемах и пьезометрических графиках.

Размеры камер в плане принимают, исходя из минимально допустимых расстояний от поверхности строительных конструкций до поверхности трубопроводов, арматуры и оборудования камер [8, прил. D]. Высота камер должна быть не менее 2,0 м. Выполняют камеры из сборных железобетонных элементов. В плитах перекрытия предусматриваются люки диаметром 700 мм. При площади камеры до 6 м<sup>2</sup> предусматривают два люка, более 6 м<sup>2</sup> – четыре люка. Для спуска в камеру обслуживающего персонала в стенках камеры под люком предусматриваются скобы или металлические лестницы. Пол камеры выполняется из бетона с уклоном не менее 0,02 в направлении приямка для сбора воды размером 400×400 мм.

На рис. 2.33 показан план и разрез тепловой камеры с двумя ответвлениями и сальниковыми компенсаторами. В целях индустриализации строительства в последнее время получили распространение камеры из сборного железобетона (рис. 2.34).

На магистральных теплопроводах больших диаметров при наличии крупногабаритной запорной арматуры с электроприводом камеры имеют большие габариты. Для уменьшения заглубления трубопроводов иногда вне проезжей части над камерами устраивают павильоны.



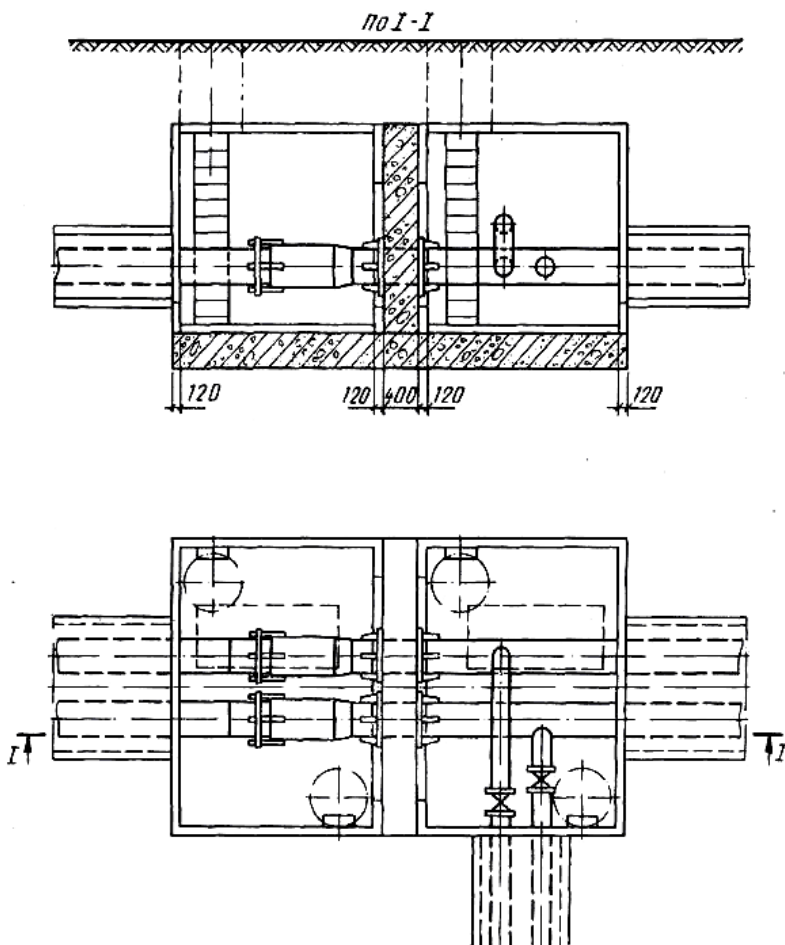


Рис. 2.34. Схема камеры из вибропрокатных панелей

## 2.7. Защита подземных прокладок от грунтовых вод

Одним из условий долговечности теплопроводов подземной прокладки является защита их от затопления и от грунтовых вод, что портит тепловую изоляцию и ускоряет процесс коррозии. Существуют два способа защиты подземных прокладок от грунтовых вод: герметизация и отвод грунтовых вод (дренаж). Наиболее при-

емлемым является дренаж, так как надежно герметизировать трубопровод не представляется возможным. С помощью дренажа отводят грунтовые и поверхностные воды в сторону от прокладки, т. е. понижают уровень грунтовых вод в зоне трубопровода ниже основания прокладки.

Для проходных каналов дренаж также устраивается в виде закрытого лотка на дне канала независимо от уровня грунтовых вод и основного дренажа.

Разработано несколько типов сечений дренажей, которые принимаются в зависимости от способа прокладки, диаметра трубопровода и коэффициента фильтрации грунтов. На рис. 2.35, *а* показан односторонний дренаж для канальной прокладки, а на рис. 2.35, *б* – для бесканальной. Для труб большого диаметра, прокладываемых в зоне грунтовых вод, дренажные трубы прокладывают по обе стороны (двухсторонний дренаж).

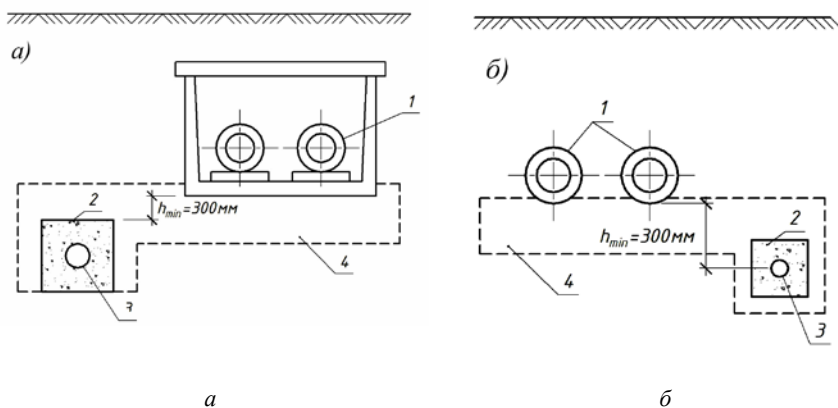


Рис. 2.35. Односторонний дренаж:

- а* – для канальной прокладки; *б* – для бесканальной прокладки;
- 1 – трубопроводы; 2 – гравийная обсыпка; 3 – дренажный трубопровод;
- 4 – песчано-гравийная подушка

В качестве дренажных труб применяются керамические дренажные канализационные и асбестоцементные трубы. В последних сверлятся отверстия или прорезаются щели. Диаметры дренажных труб принимают путем расчета, но не менее 150 мм. Обычно используют трубы диаметром 200 мм. В щитовых неподвижных опорах для дренажных труб устраиваются отверстия.

Для прочистки дренажных труб на углах поворота трассы и прямых участках через 50 м устанавливают смотровые колодцы канализационного типа диаметром не менее 1000 мм.

На участке прохода дренажных труб через камеры их выполняют металлическими, зазор между стенками камеры и трубами заделывают сальниковой набивкой. Минимальный уклон дренажа равен 0,002 в глинистых грунтах и 0,003 – в песчаных и может не совпадать с уклоном труб теплосетей. Отвод воды из системы попутного дренажа принимается самотеком или откачкой насосами в водоемы, овраги или канализацию.

## **2.8. Пересечение трубопроводов теплосетей с инженерными сооружениями и естественными препятствиями**

При проектировании и строительстве тепловых сетей в условиях городской застройки часто приходится устраивать пересечение тепловых сетей с инженерными сооружениями (железными и автомобильными дорогами, метрополитенами, трамвайными путями), а также с естественными препятствиями в виде рек, оврагов.

Мостовые переходы желательнее осуществлять по существующим мостам, прокладывая трубопровод под мостом по строительным конструкциям. При этом допускается прокладка трубопровода без уклона. Используют арочные мостовые переходы (рис. 2.36) или переходы подвесной (вантовой) конструкции (рис. 2.37). Через железнодорожные пути переходы чаще всего осуществляются в виде сварной рамной конструкции (рис. 2.38) или на высоких опорах (см. рис. 2.5 и 2.6).

Пересечение трубопроводами теплосетей автомобильных и железных дорог, улиц с многополосным движением, трамвайных путей проводится чаще всего закрытым способом ввиду высокой стоимости дорожных покрытий и сооружений, а также из-за эстетических соображений. Применяют продавливание, прокол и щитовой способ проходки.

Продавливанием называется такой способ бестраншейной прокладки труб, при котором отдельные элементы туннеля в виде железобетонных колец-труб или металлических труб с помощью гидравлических домкратов продавливаются в горизонтальном направлении под инженерным сооружением. Головное звено оснащено



ножевым устройством. При вдавливании и передвижении готового тоннеля грунт разрабатывается, транспортируется по тоннелю и выдается на поверхность. Схема продавливания представлена на рис. 2.39. Этим способом могут быть выполнены туннельные переходы большим диаметром труб длиной до 100 м и более.

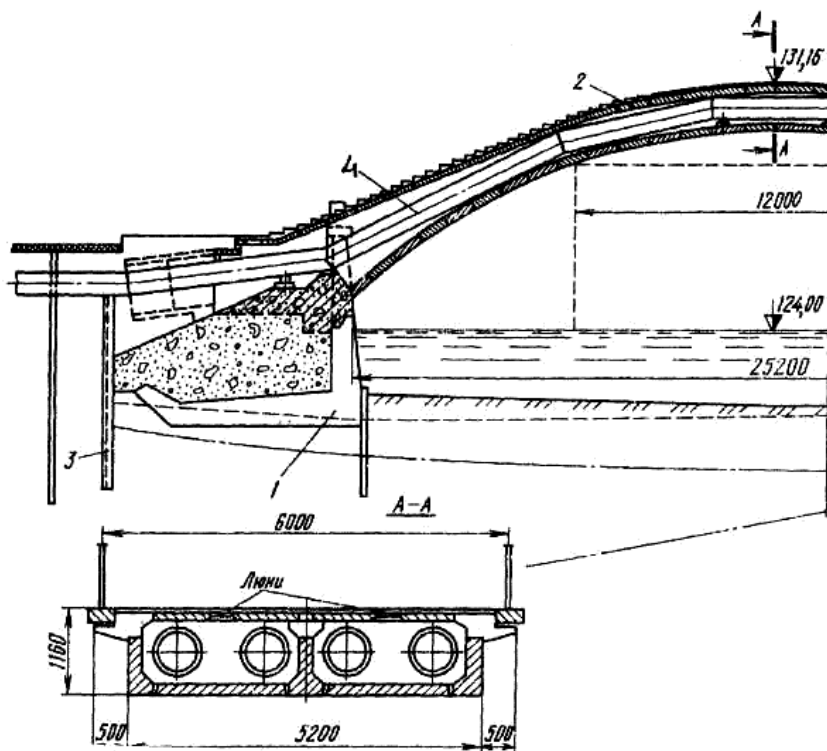


Рис. 2.36. Конструкция арочного мостового перехода:  
 1 – опора моста; 2 – арка; 3 – металлический шпунт (оставляемый);  
 4 – трубопроводы

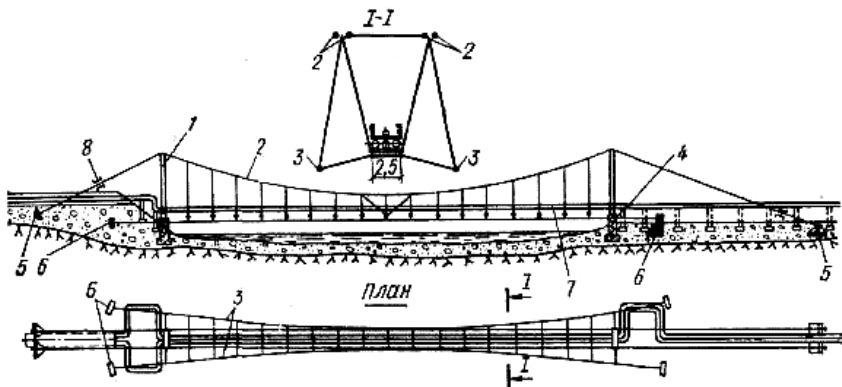


Рис. 2.37. Переход подвесной конструкции:  
 1 – пилон; 2 – несущие тросы; 3 – ветровые тросы; 4 – фундамент пилона;  
 5 – анкерная опора несущих тросов; 6 – анкерные опоры ветровых тросов;  
 7 – тросопроводы; 8 – натяжное устройство

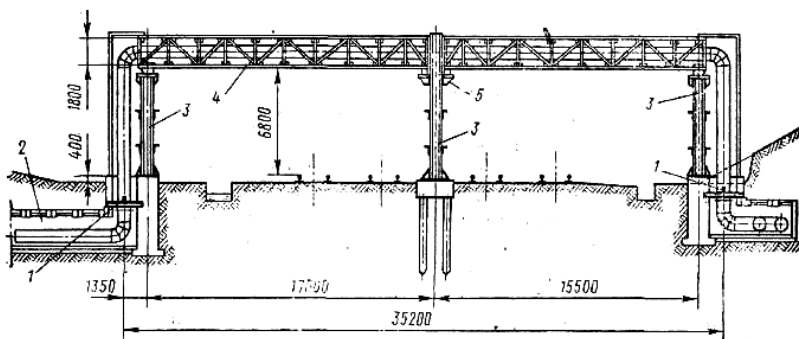


Рис. 2.38. Эстакадный переход над железнодорожными путями:  
 1 – пружинные опоры на теплопроводах; 2 – канал; 3 – стойки;  
 4 – пролетное строение; 5 – неподвижные опоры теплопроводов

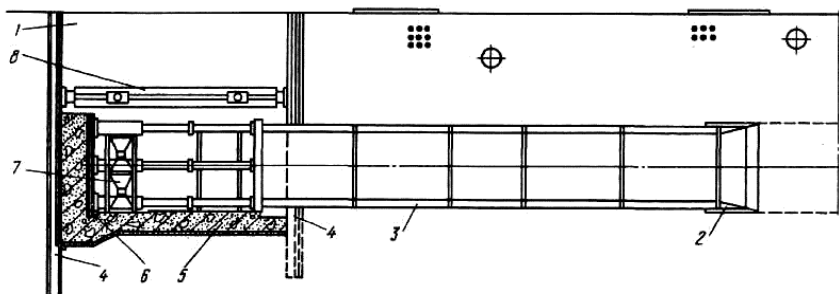


Рис. 2.39. Схема продавливания объемных секций туннеля:

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

Аналогичный способ продавливания стальных труб (футляров) без выемки грунта (прокол) может осуществляться в гравийно-песчаных грунтах. Головная часть футляра имеет ножевое устройство конической формы, которое продавливает грунт, уплотняя его вокруг футляра (рис. 2.40).

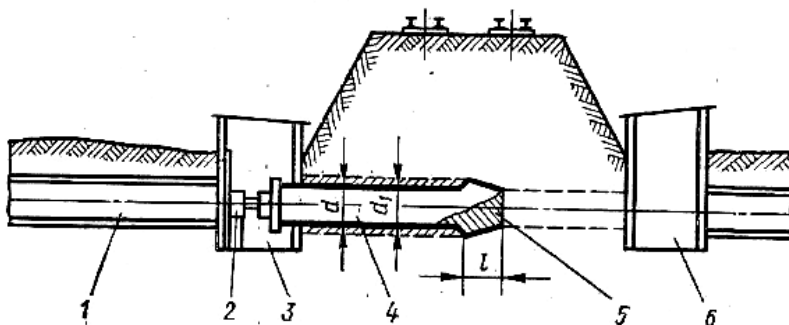


Рис. 2.40. Продавливание футляра:

1 – канал; 2 – гидравлический домкрат; 3 – входная шахта; 4 – футляр; 5 – конический оголовок; 6 – выходная шахта

При применении этого способа могут быть проложены футляры диаметром до 1400 мм при длине переходов 40–50 м.

Для совместной прокладки коммуникаций различного назначения под инженерными сооружениями применяют щитовые проходки (рис. 2.41). Проходческий щит представляет собой подвижную металлическую крепь (футляр круглой формы), под прикрытием которой разрабатывается грунт и производится отделка тоннеля.

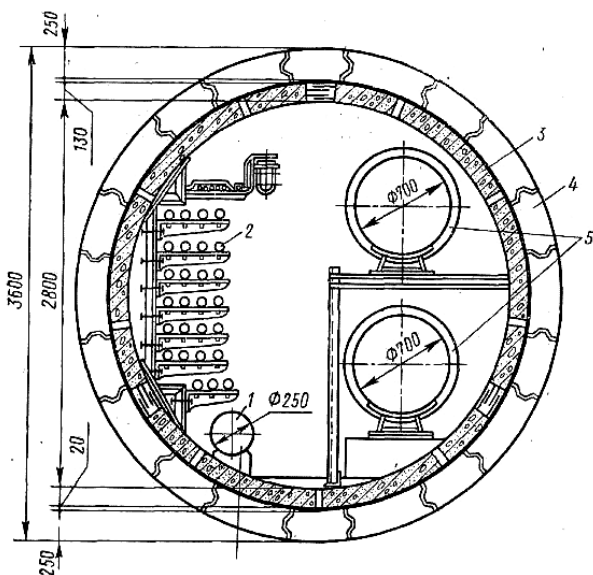


Рис. 2.41. Сечение щитовой проходки:

- 1 – водопровод; 2 – кабели; 3 – сборная рубашка;  
4 – отделка из бетонных изделий; 5 – теплопроводы

Подводные переходы теплопроводами осуществляют в дюкерах, представляющих собой стальной трубопровод большого диаметра (иногда до 3 м) толщиной стенки 12–16 мм. Через определенные расстояния трубопровод усиливается ребрами жесткости. Поверхность трубы покрывается усиленной изоляцией. Конструкция дюкера сваривается на берегу, опускается на заранее подготовленное ложе на дне реки, закрепляется в железобетонных неподвижных опорах и пригружается железобетонными полукольцами – грузами, которые предохраняют дюкер от всплытия (рис. 2.42). Пересечение

трубопроводов тепловых сетей с инженерными сооружениями должны проектироваться и осуществляться при строгом соблюдении норм проектирования [8].

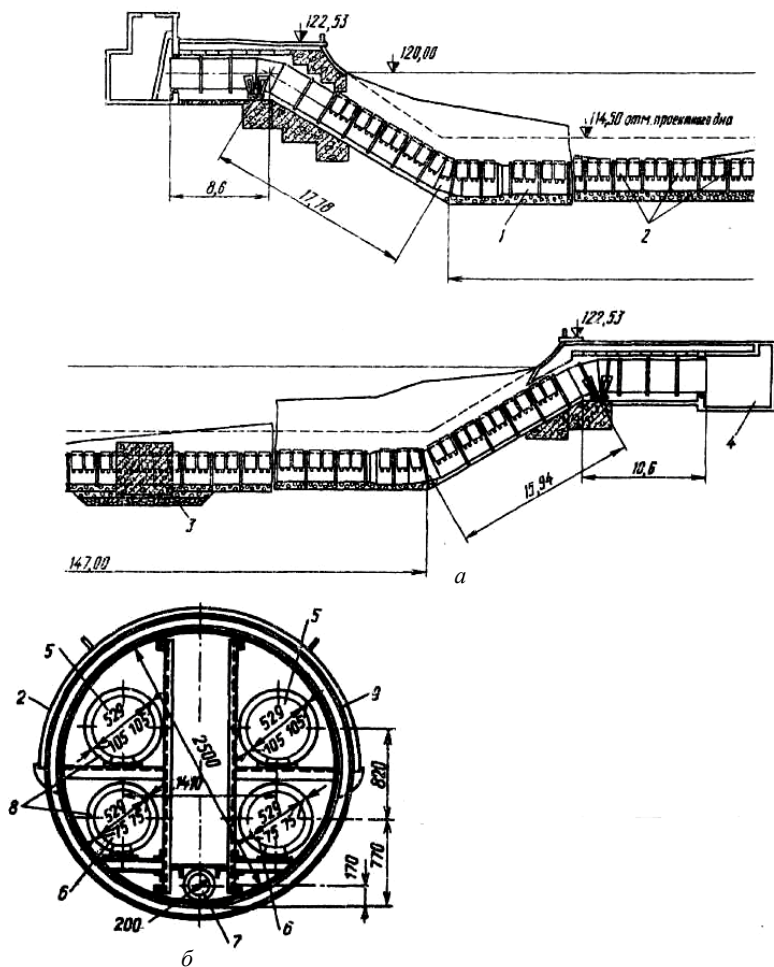


Рис. 2.42. Цельносварной металлический подводный туннель (дюкер):  
*a* – продольный профиль; *б* – сечение;  
 1 – оболочка туннеля; 2 – грузовые полукольца; 3 – бетонный массив; 4 – камера;  
 5 – паропровод; 6 – трубопровод горячей воды; 7 – конденсаторовод;  
 8 – теплоизоляция; 9 – ребро

### 3. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Задачей гидравлического расчета трубопроводов является определение диаметров труб и потерь давления (напора) на участках сети при расчетных расходах теплоносителя. Кроме того, в задаче гидравлического расчета входит гидравлическая увязка всех ответвлений системы при статическом и динамическом режимах с целью обеспечения требуемых расходов и давлений в сети и у абонентов.

Результаты гидравлического расчета используются:

- при выборе сетевых и подпиточных насосов;
- для построения пьезометрических графиков и продольных профилей;
- для определения схем присоединения абонентских систем;
- для подбора регуляторов в тепловой сети и на абонентских вводах;
- при разработке режимов эксплуатации;
- для определения длины труб по диаметрам, количества оборудования и других материалов, объема работ и капиталовложений.

Гидравлический расчет производят при суммарных зимних расчетных расходах теплоносителя, а также при летних расходах для установления характеристик и подбора сетевых и подпиточных насосов, а также разработки гидравлических режимов.

Гидравлическому расчету предшествует определение расчетных расходов теплоносителя.

#### 3.1. Определение расчетных расходов теплоносителя

##### 3.1.1. *Закрытые системы теплоснабжения*

При качественном регулировании отпуска теплоты расчетные расходы сетевой воды на отопление и вентиляцию, т/ч, согласно [8] определяются по следующим формулам:

$$G_{o \max} = \frac{3,6 \cdot Q_{o \max}}{c \cdot (\tau_1 - \tau_2)}; \quad (3.1)$$

$$G_{v \max} = \frac{3,6 \cdot Q_{v \max}}{c \cdot (\tau_1 - \tau_2)}, \quad (3.2)$$

где  $\tau_1, \tau_2$  – расчетные температуры сетевой воды соответственно в подающем и обратном теплопроводах при  $t_o$ , кВт;

$Q_{o \max}, Q_{v \max}$  – соответственно максимальные тепловые потоки на отопление и вентиляцию при  $t_o$ , кВт;

$c$  – удельная теплоемкость воды, кДж/(кг °С).

Расчетные расходы сетевой воды на горячее водоснабжение, т/ч, зависят от схемы присоединения водоподогревателей и определяются:

а) при параллельной схеме присоединения водоподогревателей: среднечасовой

$$G_{hm} = \frac{3,6 \cdot Q_{hm}}{c \cdot (\tau'_1 - \tau'_3)}; \quad (3.3)$$

максимальный

$$G_{h \max} = \frac{3,6 \cdot Q_{h \max}}{c \cdot (\tau'_1 - \tau'_3)}; \quad (3.4)$$

б) при двухступенчатых схемах присоединения водоподогревателей:

среднечасовой

$$G_{hm} = \frac{3,6 \cdot Q_{hm}}{c \cdot (\tau'_1 - \tau'_2)} \cdot \left( \frac{55 - t'}{55 - t_c} + 0,2 \right); \quad (3.5)$$

максимальный

$$G_{h \max} = \frac{3,6 \cdot 0,55 \cdot Q_{h \max}}{c \cdot (\tau'_1 - \tau'_2)}, \quad (3.6)$$

где  $Q_{hm}$  – средний тепловой поток на горячее водоснабжение, Вт, в средние сутки за неделю в отопительный период;

$Q_{h \max}$  – максимальный тепловой поток на горячее водоснабжение в сутки наибольшего водопотребления за отопительный период, Вт;

$\tau'_1, \tau'_2$  – температура воды в подающем и обратном теплопроводах в точке излома графика температур воды, °С;

$\tau'_3$  – температура воды после параллельно включенного водоподогревателя при  $t'_n$ , рекомендуется принимать  $\tau'_3 = 30$  °С.

Суммарный расчетный расход сетевой воды, т/ч, в двухтрубных тепловых сетях при качественном регулировании по отопительной нагрузке

$$G_d = G_{i \max} + G_{v \max} + K_3 \cdot G_{hm}, \quad (3.7)$$

где  $K_3$  – коэффициент, учитывающий долю среднего расхода воды на горячее водоснабжение, принимается в зависимости от мощности системы теплоснабжения (для систем с тепловым потоком  $Q > 100$  МВт  $K_3 = 1,0$ ; для систем с  $Q < 100$  МВт при отсутствии баков-аккумуляторов  $K_3 = 1,2$ ; при наличии баков-аккумуляторов  $K_3 = 1,0$ ).

Для потребителей при  $Q_{h \max}/Q_{o \max} > 1$  при отсутствии баков-аккумуляторов, а также с тепловым потоком 10 МВт и менее суммарный расчетный расход воды определяется по выражению

$$G_d = G_{i \max} + G_{v \max} + G_{h \max}. \quad (3.8)$$

При центральном качественном регулировании отпуска теплоты по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения расчетный расход сетевой воды в двухтрубных тепловых сетях определяется как сумма расходов воды на отопление и вентиляцию без учета нагрузки горячего водоснабжения ( $K_3 = 0$ ):

$$G_d = G_{i \max} + G_{v \max}. \quad (3.9)$$

Расчетный расход воды, т/ч, в неотапительный период определяют по формуле



$$G_d^s = \beta \cdot G_{h \max}, \quad (3.10)$$

где  $G_{h \max}$  – максимальный расход сетевой воды на горячее водоснабжение при всех схемах присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения, определяемый по формуле (3.4), где тепловую нагрузку на горячее водоснабжение определяют с учетом повышения температуры холодной воды до 15 °С;

$\beta$  – коэффициент, учитывающий изменение расхода воды на горячее водоснабжение в неотапительный период по отношению к отопительному, принимаемый для жилищно-коммунального сектора равным 0,8 (для курортных и южных городов  $\beta = 1,5$ , для промышленных предприятий  $\beta = 1,0$ ).

### 3.1.2. Открытые системы теплоснабжения

Расчетные расходы сетевой воды, т/ч, на отопление и вентиляцию определяют по формулам (3.1) и (3.2), на горячее водоснабжение – по следующим выражениям:

среднечасовой

$$G_{hm} = \frac{3,6 \cdot Q_{hm}}{c \cdot (t_m^h - t_c)}, \quad (3.11)$$

максимальный

$$G_{h \max} = \frac{3,6 \cdot Q_{h \max}}{c \cdot (t_m^h - t_c)}. \quad (3.12)$$

Суммарный расчетный расход сетевой воды, т/ч, в двухтрубных тепловых сетях при качественном регулировании отпуска теплоты по отопительной нагрузке определяется по формуле (3.7), где коэффициент  $K_3$  принимается:

для систем с тепловым потоком  $\sum Q \geq 100$  МВт  $K_3 = 0,6$ ; для систем с  $\sum Q < 100$  МВт  $K_3 = 0,8$ ;

для потребителей с  $Q_{h \max}/Q_{o \max} > 1$  при отсутствии баков-аккумуляторов, а также с тепловым потоком 10 МВт и менее суммарный расчетный расход воды определяют по формуле (3.8).

При центральном качественном регулировании отпуска теплоты по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения расчетный расход воды в двухтрубных сетях определяется без учета нагрузки на горячее водоснабжение по формуле (3.9).

В неотапительный период расчетные расходы воды в подающем и обратном теплопроводах не одинаковы. Расход сетевой воды в подающем трубопроводе  $G_d^s$  определяют по формуле

$$G_d^s = \beta \cdot G_{h \max} . \quad (3.13)$$

При этом максимальный расход воды на горячее водоснабжение  $G_{h \max}$  находят по формуле (3.12) при температуре холодной воды в летний период, т. е.  $t_c^s = 15 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Расход сетевой воды в обратном трубопроводе принимают в размере 10 % от расчетного расхода воды в подающем трубопроводе.

### 3.2. Основные положения гидравлического расчета

Потери давления, Па, в трубопроводах теплосетей состоят из двух слагаемых:

$$\Delta P = \Delta P_{\xi} + \Delta P_l , \quad (3.14)$$

где  $P_l$  – линейные потери давления;

$P_m$  – потери давления в местных сопротивлениях.

Линейные потери давления

$$\Delta P_l = R \cdot l , \quad (3.15)$$

где  $R$  – удельные потери давления по длине, Па/м, при массовом расходе теплоносителя  $G_d$ , кг/с;

$l$  – длина участка трубопровода, м.

Удельные потери давления по длине (на трение) определяются по уравнению Дарси:

$$R = \lambda \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \frac{\rho}{d_i}, \quad (3.16)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического трения (безразмерная величина);

$\omega$  – скорость теплоносителя, м/с;

$\rho$  – плотность теплоносителя, кг/м<sup>3</sup>;

$d_i$  – внутренний диаметр теплопровода, м.

Коэффициент гидравлического трения  $\lambda$  зависит от шероховатости стенки трубы и режима движения теплоносителя. В трубопроводах водяных и паровых теплосетей движение теплоносителя характеризуется турбулентным режимом. При небольших значениях числа Рейнольдса ( $2300 \leq Re \leq 10 \frac{d_i}{K_3}$ ) создается режим гидравлически гладких

труб, при котором величина  $\lambda$  определяется по формуле Блазиуса:

$$\lambda = 0,3164 / Re^{0,25}. \quad (3.17)$$

При установившемся турбулентном режиме, характеризующемся квадратичным законом сопротивления, т. е. при  $Re \geq Re'$ , коэффициент трения  $\lambda$  определяется по формуле Шифринсона:

$$\lambda = 0,11 \cdot (k_e/d_i)^{0,25}. \quad (3.18)$$

где  $k_e$  – абсолютная эквивалентная шероховатость, м;

$k_e/d_i$  – относительная шероховатость.

Предельное число Рейнольдса, разграничивающее переходный и установившейся турбулентный режимы, определяется как

$$Re' = 560 \cdot d_i/k_e. \quad (3.19)$$

Для переходного и установившегося турбулентного режимов расчет коэффициента гидравлического трения можно проводить по универсальной формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left( \frac{k_e}{d_i} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25}. \quad (3.20)$$

При гидравлическом расчете следует принимать следующие величины абсолютной шероховатости труб  $k_e$ :

- для паропроводов  $0,2 \cdot 10^{-3}$  м (0,2 мм);
- для водяных теплосетей  $0,5 \cdot 10^{-3}$  м (0,5 мм);
- для конденсаторов и сетей горячего водоснабжения  $1,0 \cdot 10^{-3}$  м (1,0 мм).

Если в уравнение (3.16) подставить значение скорости  $\omega$  из уравнения неразрывности потока

$$\omega = \frac{G_d}{\rho \cdot F} = \frac{G_d}{\rho \cdot \frac{\pi d_i^2}{4}}, \quad (3.21)$$

то выражение (3.16) примет вид

$$R = 0,811 \cdot \lambda \cdot \frac{G_d^2}{\rho \cdot d_i^5}. \quad (3.22)$$

Потери давления в местных сопротивлениях, Па:

$$\Delta P_m = \sum \xi \frac{\omega^2}{2} \rho = 0,811 \sum \xi \frac{G_d^2}{\rho \cdot d_i^4}, \quad (3.23)$$

где  $\sum \xi$  – сумма коэффициентов местных сопротивлений на участке, значения которых приведены в таблице прил. 1.

Заменим местные сопротивления эквивалентной длиной трубопровода, при которой потери по длине равны потерям в местных сопротивлениях:

$$\Delta P_m = R \cdot l_e \quad (3.24)$$

или

$$\sum \xi \frac{\omega^2}{2} \rho = \frac{\lambda}{d_i} \cdot \frac{\omega^2}{2} \rho \cdot l_e, \quad (3.25)$$

откуда

$$l_e = \sum \xi \cdot \frac{d_i}{\lambda}. \quad (3.26)$$

Подставляя значение  $\lambda$  из формул (3.17), (3.18), (3.20) можно получить значение  $l_e$  при  $\xi = 1$ . В таблице прил. 2 приведены значения  $l_e$  для труб при использовании формулы (3.18).

Приведенная длина трубопровода, м, определяется как

$$l_{i\bar{0}} = l + l_{\bar{a}}. \quad (3.27)$$

Тогда потери давления на участке, Па:

$$\Delta P = R (l + l_{\text{пр}}). \quad (3.28)$$

При отсутствии данных о характере и количестве местных сопротивлений их эквивалентную длину с определенной степенью точности можно определить по формуле

$$l_{\bar{a}} = \alpha \cdot l, \quad (3.29)$$

где  $\alpha$  – коэффициент, учитывающий долю потерь давления в местных сопротивлениях по отношению к потерям давления на трение (прил. 3).

### **3.3. Порядок гидравлического расчета трубопроводов водяных тепловых сетей**

На основании приведенных выражений для гидравлического расчета трубопроводов составлены номограммы (прил. 4).

Удельное падение давления на трение для водяных теплосетей и сетей горячего водоснабжения принимается на основании технико-экономических расчетов. При отсутствии данных для технико-экономических расчетов значение  $R$  следует принимать:

а) для участков водяных тепловых сетей от источников тепла до наиболее удаленного потребителя – до 80 Па/м;

б) для остальных участков – по располагаемому перепаду давления, но не более 300 Па/м.

Скорость движения воды должна приниматься не более 3,5 м/с.

В двухтрубных водяных теплосетях при подаче тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение диаметры подающего и обратного теплопроводов должны приниматься одинаковыми.

Гидравлический расчет водяных тепловых сетей производят для зимнего, летнего режимов, а также для аварийного режима в зимний период.

Гидравлический расчет трубопроводов открытой системы теплоснабжения производят для двух режимов:

1) при отсутствии водоразбора на горячее водоснабжение, когда расчетные расходы теплоносителя, а следовательно, и потери давления в подающем и обратном теплопроводах будут равными;

2) при максимальном водоразборе на горячее водоснабжение из обратного теплопровода (расчет выполняют для подающего и обратного теплопроводов).

Гидравлический расчет производят в следующей последовательности:

– на трассе тепловых сетей выбирают расчетную магистраль, как правило, наиболее протяженную и загруженную;

– определяют расчетные участки и расходы теплоносителя;

– в соответствии с расходами на участках по таблицам или номограммам определяют диаметры теплопроводов и удельные потери давления на трение в допустимых пределах;

– разрабатывают монтажную схему теплопроводов, размещая по трассе запорную арматуру, неподвижные опоры, компенсаторы;

– по монтажной схеме находят местные сопротивления, их количество и эквивалентную длину их;

– по (3.28) определяют потери давления на расчетных участках.

Диаметр труб, независимо от расчетного расхода теплоносителя, должен приниматься в распределительных теплосетях не менее 32 мм, а в сетях к отдельным зданиям – не менее 25 мм.

Ответвления и другие магистрали рассчитываются по располагаемому перепаду давлений в точке присоединения ответвлений к расчетной магистрали. При этом невязка между потерями давления в ответвлениях и располагаемым давлением не должна превышать

10 %. Когда невозможно уравнивать потери давления в рассчитываемых участках за счет изменения диаметров трубопроводов, избыточное давление гасится на абонентских вводах диафрагмами, диаметр которых, мм, определяется по формуле

$$d_d = 204 \sqrt{\frac{G^2}{\Delta P_{\text{изб}}}}, \quad (3.30)$$

где  $G$  – расход сетевой воды через диафрагму, т/ч;  
 $P_{\text{изб}}$  – избыточное дросселируемое давление, кПа.

### 3.4. Гидравлический расчет паропроводов

Задачей гидравлического расчета паропроводов является определение диаметров трубопроводов и потерь давления по участкам исходя из расчетного расхода пара  $G_d$ , располагаемого перепада давления  $\Delta P$  (разности давления пара в начале  $P_n$  и конце  $P_k$  паропровода) с учетом изменения плотности пара  $\rho$  вследствие падения давления и изменения температуры пара  $\tau$  за счет потерь теплоты в окружающую среду.

Поскольку падение давления и потери теплоты на каждом участке паропровода зависят от его диаметра, который является искомой величиной, то гидравлический расчет состоит из двух этапов: предварительного и окончательного.

В предварительном расчете считают, что потери давления по длине паропровода происходят равномерно. Тогда среднее удельное линейное падение давления находят по выражению

$$R_m = \frac{P_n - P_k}{\sum l \cdot (1 + \alpha_m)}, \quad (3.31)$$

где  $P_n, P_k$  – давление пара в начале паропровода и у потребителя, Па;  
 $l$  – длина паропровода, м;  
 $\alpha_m$  – средний коэффициент местных потерь давления.

Для паропровода, состоящего из участков с различными расходами пара

$$\alpha_m = \frac{\sum \alpha_i l_i}{\sum l_i}, \quad (3.32)$$

где  $l_i$  и  $\alpha_i$  – длина участка и коэффициент местных потерь давления, который ориентировочно определяется по формуле В.Л. Шифринсона:

$$\alpha_i = z\sqrt{G}, \quad (3.33)$$

где  $G$  – расход пара на рассматриваемом участке, т/ч;

$z$  – коэффициент, принимаемый для паровых сетей равным 0,05–0,1.

Ориентировочно падение давления пара на расчетном участке

$$\Delta P_i = R_m l_i = \frac{\Delta P}{\sum l \cdot (1 + \alpha_m)} \cdot l_i. \quad (3.34)$$

Давление пара в конце расчетного участка

$$P_{ki} = P_{ni} - R_m l_i. \quad (3.35)$$

Гидравлический расчет паропроводов производят по средней плотности пара на расчетном участке  $\rho_m = (\rho_n + \rho_k)/2$ , которую определяют с учетом падения давления и температуры пара за счет потерь теплоты в окружающую среду.

В предварительном расчете падение температуры перегретого пара на каждые 100 м принимают  $\Delta\tau = 2,0\text{--}2,5$  °С.

Температура пара в конце расчетного участка

$$\tau_{ki} = \tau_{ni} - \frac{\Delta\tau \cdot l_i}{100}. \quad (3.36)$$

Средняя температура пара на участке

$$\tau_m = 0,5 \cdot (\tau_{ni} + \tau_{ki}). \quad (3.37)$$



Диаметр паропровода находят по расчетному расходу пара и величине среднего удельного падения давления  $R_m$  по таблицам или номограммам (прил. 4), составленным при  $K_e = 0,2$  мм. При этом плотность пара в таблицах или номограммах  $\rho_T$  отличается от  $\rho_m$  на рассматриваемом участке. Поэтому предварительно находят табличные значения средней удельной потери давления:

$$R_{\text{тп}} = \frac{P_n - P_k}{\sum l \cdot (1 + \alpha_m)} \cdot \frac{\rho_m}{\rho_T}. \quad (3.38)$$

Расчетный расход пара  $G_d$  согласно [8] должен определяться с учетом несовпадения максимальных часовых расходов пара отдельными потребителями. При отсутствии суточных графиков расхода пара расчетный расход пара допускается определять с коэффициентом 0,9.

Расход пара, т/ч, отдельными потребителями

$$G_{\text{п}} = \frac{3,6 Q}{r}, \quad (3.39)$$

где  $Q$  – тепловая нагрузка потребителя, кВт:

$$Q = Q_{\text{о max}} + Q_{\text{в max}} + Q_{\text{h max}} + Q_{\text{тех}};$$

$r$  – теплота парообразования, кДж/кг.

По  $R_{\text{тп}}$ ,  $G_d$  и используя номограмму (прил. 4) или другие источники находят диаметр паропровода.

При окончательном расчете находят действительные значения удельных потерь давления и скорости пара:

$$R_d = R_T \frac{\rho_T}{\rho_m}, \quad v_d = v_T \frac{\rho_T}{\rho_m}, \quad (3.40)$$

где  $R_T$ ,  $v_T$ ,  $\rho_T$  – табличные значения удельных потерь давления, скорости движения и плотности пара.

Диаметр паропровода должен быть подобран так, чтобы скорость движения пара не превышала значений, указанных в табл. 3.1.

Зная из предварительного расчета диаметр паропровода, определяют эквивалентную длину местных сопротивлений и действительные потери давления на участках.

Таблица 3.1

Максимальные скорости движения пара, м/с

$d_v$ , мм	Перегретый пар	Насыщенный пар
До 200	50	35
Более 200	80	60

Действительная температура перегретого пара в конце расчетного участка

$$\tau_k = \tau_n - \frac{3,6Q_{\text{тп}}}{cG}, \quad (3.41)$$

где  $Q_{\text{тп}}$  – потери теплоты паропровода в окружающую среду, кВт;

$c$  – удельная теплоемкость пара, кДж/(кг °С), соответствующая среднему давлению пара на участке;

$G$  – расход пара на участке, т/ч.

При  $\tau_k$  выше температуры насыщения пара, соответствующей давлению  $P_k$ , конденсации пара не будет. Если при окончательном расчете средняя плотность пара на участке оказалась близкой к  $\rho_m$  из предварительного расчета и давление в конце паропровода  $P_k$  приблизительно равно заданному значению, то расчет можно считать законченным. В противном случае необходимо изменить диаметр паропровода и расчет повторить.

### 3.4.1. Расчет паропроводов насыщенного пара

При расчете паропроводов насыщенного пара в суммарном расчетном расходе пара необходимо учитывать дополнительное количество пара для возмещения его конденсации. Тогда расчетный расход пара  $G_d$  на участке паропровода

$$G_d = G_{\text{п}} + 0,5 G_k + \sum G_k, \quad (3.42)$$

где  $G_{\text{п}}$  – расход пара на участке без учета возмещения пара на его конденсацию, т/ч;

$G_{\text{к}}$  – расход пара на расчетном участке для возмещения его конденсации за счет потерь теплоты, т/ч;

$\sum G_{\text{к}}$  – расход пара на возмещение его конденсации на последующих участках паропровода, т/ч.

Расход пара, кг/ч, для возмещения его конденсации

$$G_{\text{к}} = \frac{3,6ql \cdot (\tau_m - t_e)}{r}, \quad (3.43)$$

где  $q$  – удельная потеря теплоты изолированным паропроводом при разности температур пара и окружающей среды в  $1^\circ\text{C}$ , Вт/(м  $^\circ\text{C}$ );

$l$  – длина расчетного участка, м;

$\tau_m$  – средняя температура пара на расчетном участке;

$t_e$  – температура окружающей среды,  $^\circ\text{C}$  ( при надземной прокладке равна среднегодовой температуре наружного воздуха, при прокладке в непроходных каналах и бесканальной прокладке равна среднегодовой температуре грунта на глубине заложения оси теплопровода,  $^\circ\text{C}$ );

$r$  – теплота парообразования, кДж/кг, соответствующая среднему давлению пара на расчетном участке.

Методика гидравлического расчета паропроводов насыщенного пара на примере приведена в [5].

### ***3.4.2. Расчет паропроводов перегретого пара***

Гидравлический расчет сети перегретого пара отличается от расчета насыщенного пара тем, что среднюю плотность пара на расчетном участке необходимо определять с учетом изменения не только давления, но и температуры пара. Температура перегретого пара в связи с потерями в окружающую среду быстро снижается, иногда доходя до температуры насыщенного пара. При этом перегретый пар превращается вначале в сухой насыщенный, а затем – во влажный пар. В этих условиях при расчете необходимо учитывать количество выпадающего в паропроводе конденсата.

В предварительном расчете температуру перегретого пара в конце участка определяют по формуле (3.36) предполагая, что падение

температуры составляет 2 °С на каждые 100 м сети. При окончательном расчете температуру пара в конце расчетного участка находят по формуле (3.41), исходя из потери теплоты паропроводом в окружающую среду.

Методика гидравлического расчета паропроводов перегретого пара на примере приведена в [5].

### 3.5. Гидравлический расчет конденсатопроводов

Конденсатопроводы подразделяются на сборные и напорные. Сборные конденсатопроводы служат для транспорта конденсата от паропотребляющих приборов до конденсатных баков. В таких конденсатопроводах в связи с падением давления возможно частичное вскипание конденсата, когда его температура превышает соответствующую температуру насыщения. Кроме того, возможно прохождение пара в конденсатопровод через конденсатоотводчики при их неисправности. В результате по конденсатопроводу перемещается пароводяная смесь. Такие конденсатопроводы называются двухфазными.

Напорные конденсатопроводы служат для транспорта конденсата от сборных баков до источника теплоты. В данных конденсатопроводах обеспечивается давление, исключающее вторичное вскипание, конденсат транспортируется, занимая полное сечение трубопровода. Напорные конденсатопроводы рассчитываются аналогично трубопроводам водяных тепловых сетей, при этом используются таблицы или номограммы, составленные для труб с  $k_e = 1,0$  мм. Диаметр напорного конденсатопровода определяют по расходу конденсата и удельному падению давления по длине, которое должно быть не более 100 Па/м.

Гидравлический расчет двухфазных конденсатопроводов производят с учетом средней плотности пароводяной смеси, получающейся в результате вскипания конденсата [5].

Плотность пароводяной смеси определяется по формуле

$$\rho_{\text{см}} = \frac{\rho' \rho''}{x \cdot (\rho' - \rho'') + \rho''}, \quad (3.44)$$

где  $\rho'$ ,  $\rho''$  – плотность воды на линии насыщения и сухого пара при давлении  $P$ , МПа, в конце расчетного участка,  $\text{кг/м}^3$ ;

$x$  – количество пара вторичного вскипания,  $\text{кг/кг}$ , определяется по формуле

$$x = \frac{i_1 - i_2}{r_2}, \quad (3.45)$$

где  $i_1$ ,  $i_2$  – энтальпия конденсата при давлениях  $P_1$  и  $P_2$  на расчетном участке,  $\text{кДж/кг}$ ;

$r_2$  – скрытая теплота испарения при  $P_2$ ,  $\text{кДж/кг}$ .

При гидравлическом расчете двухфазных конденсатопроводов удельные потери давления на трение определяют по располагаемому перепаду давления при скорости смеси не более указанных в табл. 3.1 для насыщенного пара. Располагаемое падение давления  $\Delta P$  определяется с учетом разности геодезических отметок начала и конца расчетного участка:

$$\Delta P = (P_{\text{н}} - P_{\text{к}}) + \rho_{\text{см}} g \cdot (z_{\text{н}} - z_{\text{к}}) \cdot 10^{-6}, \quad (3.46)$$

где  $P_{\text{н}}$ ,  $P_{\text{к}}$  – давление в начале и конце участка, МПа;

$\rho_{\text{см}}$  – плотность пароводяной смеси,  $\text{кг/м}^3$ ;

$g$  – ускорение свободного падения,  $\text{м/с}^2$ ;

$z_{\text{н}}$ ,  $z_{\text{к}}$  – геодезические отметки начала и конца участка, м.

В первую очередь производят расчет основной расчетной магистрали. Согласно [3, номограмма VI.6] или прил. 4, значения потерь давления на трение и скорости пересчитывают с учетом коэффициента  $\varphi$ , учитывающего увеличение потерь давления и скорости движения при транспортировке пароводяной смеси:

$$R_{\text{см}} = R_{\text{т}} \varphi; \quad v_{\text{см}} = v_{\text{т}} \varphi; \quad (3.47)$$

$$\varphi = \frac{958,4}{\rho_{\text{см}}}. \quad (3.48)$$

Затем рассчитывают остальные участки с обязательной увязкой всех ответвлений.

Пример гидравлического расчета конденсатопровода приведен в [5].

## 4. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Гидравлический режим есть состояние тепловой сети, характеризуемое определенными величинами расходов и давлений (напоров) при их взаимосвязи в различных точках в данный момент времени. При расчетном гидравлическом режиме распределение теплоносителя по участкам теплосети и абонентам соответствует их тепловым нагрузкам, а давления в характерных точках сети и у абонентов равны расчетным. Наглядное представление о гидравлическом режиме дает пьезометрический график, построенный по данным гидравлического расчета.

### 4.1. Пьезометрические графики

Пьезометрические графики показывают распределение давления (напора) в подающем и обратном трубопроводах по всей тепловой сети, а также располагаемые давления (напоры) в местах присоединения абонентских систем и в системах.

Графики строятся для основной магистрали и основных характерных ответвлений для зимнего и летнего режимов. Масштаб графиков и профиль поверхности земли обычно:

горизонтальный – 1 : 5000, 1 : 10000 и 1 : 20000;

вертикальный – 1 : 1000 или 1 : 2000.

При разработке гидравлических режимов и построении пьезометрических графиков удобно пользоваться понятием напора, который находится во взаимосвязи с давлением в виде зависимости

$$H = \frac{P}{\rho \cdot g}, \quad (4.1)$$

где  $P$  – давление теплоносителя, Па ( $\text{Н}/\text{м}^2$ ).

Рассмотрим основные элементы пьезометрического графика, изображенного на рис. 4.1. Считается, что ось трубопровода теплосети совпадает с поверхностью земли (в принимаемом вертикальном масштабе эта ошибка очень незначительна).

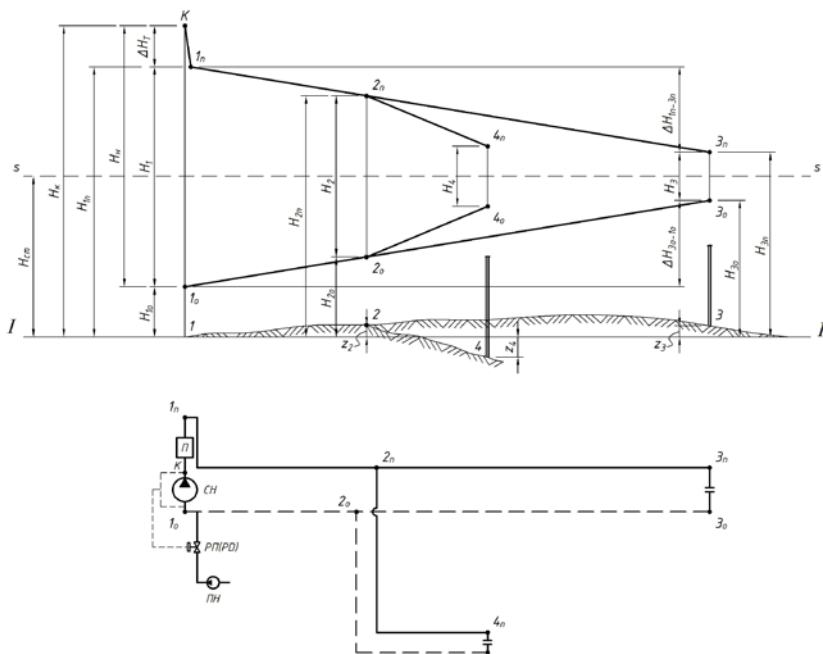


Рис. 4.1. Схема и пьезометрический график двухтрубной тепловой сети: 3, 4 – здания, подключаемые к теплосети; СН – сетевой насос; ПН – подпиточный насос; РП (РД) – регулятор подпитки (регулятор давления); П – подогреватель сетевой воды; I–I – горизонтальная линия отсчета напоров;  $I_n-3_n$  – линия напоров в подающем трубопроводе теплосети;  $3_o-I_o$  – линия напоров в обратном трубопроводе;  $H_k$  – полный напор на нагнетательном патрубке сетевого насоса в т. К;  $H_{1n}$  – полный напор в подающем коллекторе теплосети;  $H_{1o}$  – то же в обратном коллекторе теплосети;  $H_n$  – напор, развиваемый сетевым насосом;  $\Delta H_T$  – потери напора в теплоприготовительной установке источника тепла (в водоподогревателях сетевой воды);  $H_{ст}$  – статический напор в теплосети (напор, создаваемый подпиточным насосом);  $H_1, \dots, H_4$  – располагаемые напоры на коллекторе станции и в соответствующих точках тепловой сети  $H = H_n - H_o$ ;  $H_{2n}, H_{3n}, H_{2o}, H_{3o}$  – полные напоры в соответствующих точках подающего и обратного теплопроводов;  $\Delta H_{1n-3n}, \Delta H_{3o-1o}$  – потери напора соответственно в подающем и обратном трубопроводах от станции до конечного потребителя в т. 3;

$$\Delta H_{1n-3n} = H_{1n} - H_{3n}; \Delta H_{3o-1o} = H_{3o} - H_{1o};$$

$z_2, \dots, z_4$  – геодезическая высота оси трубопровода относительно линии I–I;



Пьезометрические напоры в трубопроводах теплосети будут равны соответственно:

в т. 2 подающего трубопровода  $H_{2п} - z_2$ , обратного  $H_{2о} - z_2$ ;

в т. 4 подающего трубопровода  $H_{4п} + z_4$ , обратного  $H_{4о} + z_4$ .

В динамическом режиме, т. е. при работе сетевых насосов, напор, развиваемый подпиточными насосами, дросселируется регулятором давления РД (подпитки РП) до уровня  $H_{10}$ . При остановке сетевых насосов подпиточные поддерживают в теплосети напор, равный статическому  $H_{ст}$ .

До начала гидравлического расчета теплосети необходимо наметить возможный уровень статических напоров, линии максимальных и минимальных значений гидродинамических напоров в системе и в процессе гидравлического расчета необходимо следить за тем, чтобы действительные значения напоров на участках сети и в ответвлениях не выходили за предельные значения.

Основные требования к гидродинамическому режиму в тепловых сетях:

1. Непревышение допустимых давлений в оборудовании источника теплоты, в тепловой сети и в оборудовании абонентских установок. Допустимое избыточное давление в теплосети составляет порядка 1,6–2,5 МПа и зависит от типа оборудования, например:

подогреватели сетевой воды 1,4 МПа (140 м);

пароводяные и водоводяные кожухотрубные подогреватели 1,0 МПа (100 м);

стальные водогрейные котлы 2,5 МПа (250 м);

системы отопления с чугунными нагревательными приборами 0,6 МПа (60 м);

системы отопления с конвекторами 0,9 МПа (90 м);

системы вентиляции с калориферами 0,8 МПа (80 м);

системы горячего водоснабжения с водонагревателями – 1,0 МПа (100 м).

2. Обеспечение избыточного давления во всей системе для недопущения кавитации сетевых насосов и защиты системы теплоснабжения от подсоса воздуха. Минимальная величина избыточного давления принимается 0,05 МПа (5 м).

3. Обеспечение нескипания воды при гидродинамическом режиме системы теплоснабжения. Избыточное давление в системе должно быть не менее давления сухого насыщенного пара при  $t_{нас}$ .

Расчетная температура сетевой воды, °С	110	120	130	140	150	160	170	180
Максимальное давление, кПа	50	100	200	300	400	550	720	930
Напор, м	5	10	20	30	40	55	72	93

Последовательность разработки пьезометрического графика рассмотрим на примере (рис. 4.2).

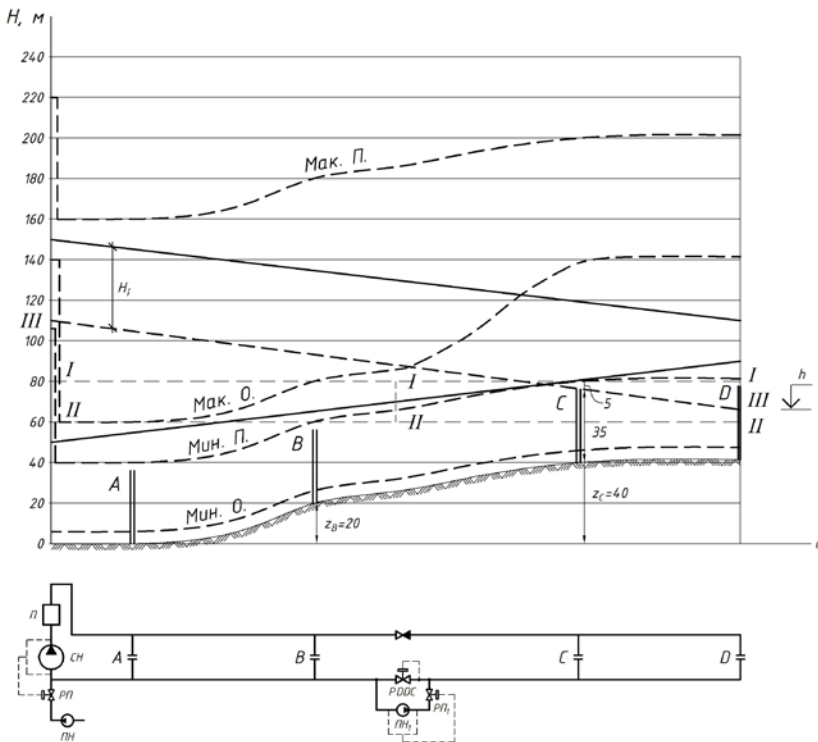


Рис. 4.2. Построение графика гидродинамических пьезометрических напоров системы теплоснабжения: *A, B, C, D* – здания, подключаемые к теплосети; СН – сетевой насос; ПН<sub>1</sub> – подпиточный насос и регулятор подпитки РП<sub>1</sub> из нижней зоны; PDDC – регулятор давления «до себя»; ПН – подпиточный насос; РП – регулятор подпитки; П – подогреватель сетевой воды

Имеется некоторая тепловая сеть к группам зданий *A*, *B*, *C* и *D*, которые размещены по трассе на геодезических отметках:

здания  $Z_A = 0$ ;  $Z_B = 20$  м;  $Z_C = Z_D = 40$  м по отношению к оси сетевых насосов О–О. Считается, что ось трубопроводов совпадает с поверхностью земли.

При гидростатическом режиме определяется и наносится линия статических напоров (при отсутствии циркуляции и температуре сетевой воды 100 °С).

Линия статического напора (статическая зона) устанавливается исходя из непревышения допустимого давления на низких геодезических отметках в элементах систем теплоснабжения зданий и из условия обеспечения в верхних точках систем отопления наиболее высоких зданий избыточного давления 0,05 МПа (напора 5 м) при зависимом включении систем отопления зданий. Те здания, в которых создается повышенное статическое давление в нижних точках систем отопления, подключают по независимой схеме.

Статическую зону по возможности устанавливают общую для всей сети, что упрощает эксплуатацию и повышает надежность системы теплоснабжения. При невозможности установления общей статической зоны часть зданий с повышенным гидростатическим напором подключают по независимой схеме или систему разделяют на отдельные статические зоны, в которых при помощи автоматических клапанов и подпиточных насосов поддерживается заданная величина полного статического напора при прекращении циркуляции.

Для зданий *A*, *B*, *C* и *D* по геодезическим условиям рис. 4.2 полный статический напор при зависимом присоединении всех систем отопления равен 80 м ( $35 + 5 + 40 = 80$  м). Статические пьезометрические напоры составляют для группы зданий *A* – 80 м, *B* – 60 м, *C* и *D* – 40 м. Возможны следующие решения:

а) присоединение зданий *A* по независимой схеме. Статический напор, равный 80 м, для зданий *A* будет действовать на водоподогреватели систем отопления (допускается 100 м);

б) присоединение зданий *C* и *D* по независимой схеме, тогда полный статический напор в системе может быть уменьшен до 60 м и занять положение II–II. Статический напор для подогревателей систем отопления зданий *C* и *D* составит со стороны теплосети 20 м, что вполне приемлемо;

в) присоединение систем отопления всех групп зданий по зависимой схеме, но при этом необходимо систему разделить на две независимые статические зоны (по линиям II–II – I–I) с установкой на трубопроводах теплосети между группами зданий *B* и *C* обратного клапана на подающем трубопроводе и разделительного устройства на обратном трубопроводе в виде регулятора давления до себя (PDDC), подпиточного насоса ПН<sub>1</sub> и регулятора подпитки РП<sub>1</sub> из нижней зоны в верхнюю.

При прекращении циркуляции в сети (останов сетевых насосов) обратный клапан закрывается, предохраняя подающий трубопровод от опорожнения и сохраняя заданный статический напор. Закрывается клапан регулятора «до себя» на обратном трубопроводе, включается подпиточный насос, и регулятор подпитки РП<sub>1</sub> поддерживает заданный статический напор I–I в верхней зоне. В нижней зоне статический напор II–II поддерживается подпиточными насосами ПН и регулятором подпитки РП у источника тепла.

После нанесения уровня статического напора (см. рис. 4.2) устанавливаются и наносятся уровни допустимых максимальных и минимальных пьезометрических напоров для подающего и обратного трубопроводов. При этом должны выполняться следующие требования:

– для подающего трубопровода величина максимального допустимого гидродинамического пьезометрического напора определяется из условия прочности теплотехнического оборудования источника тепла (котлы, подогреватели) и теплосети. Величина минимального допустимого гидродинамического пьезометрического напора определяется из условия защиты сетевой воды от вскипания;

– для обратного трубопровода величина максимального допустимого гидродинамического пьезометрического напора определяется исходя из механической прочности оборудования абонентских установок (водоподогревателей, отопительных приборов, калориферов и т. п.). Величина минимального гидродинамического пьезометрического напора определяется из условия недопущения вакуума (давление ниже 0,1 МПа) в системе, а также кавитации на всасывающей стороне сетевых насосов (принимается обычно не менее 5 м).

Возвращаемся к рис. 4.2.

Статический напор во всей системе принимается равным 60 м, системы отопления здания *C* и *D* подключаются по независимой схеме.

Для подающего теплопровода уровень Мак.П на выходе из водогрейного котла равен 220 м (допустимый напор для стального водогрейного котла 250 м и с учетом потерь напора в котле – около 30 м) и для теплопровода уровень Мак. П определяется из условия прочности труб и арматуры – 160 м (допустимое давление в трубопроводе равно 1,6 МПа). Наносится линия Мак.П эквидистантно поверхности земли, т. к. считается, что ось трубопровода совпадает с поверхностью земли. Линия Мин.П показывает минимально допустимые пьезометрические напоры в подающем теплопроводе из условия обеспечения невоскипания воды. При температуре воды 150 °С при условии возможного локального перегрева воды в котле 30 °С:

$150 + 30 = 180$  °С, что определяет минимальный пьезометрический напор для котла 93 м, а с учетом высоты котла 15 м;

$93 + 15 = 108$  м.

Далее, по трассе Мин.П равно 40 м, что соответствует невоскипанию воды при температуре 150 °С. Линию минимальных пьезометрических напоров в подающем трубопроводе теплосети называют *линией невоскипания*.

Линия Мак.0 показывает максимально допустимые пьезометрические напоры в обратном трубопроводе теплосети вплоть до входного коллектора теплофикационного подогревателя П. На станции максимально допустимый напор принимается 140 м исходя из условия прочности подогревателей сетевой воды, на обратном трубопроводе в сети и у абонентов зданий А и В, присоединенных по зависимой схеме – 60 м, у абонентов зданий С и D, присоединенных по независимой схеме, – 100 м (условия механической прочности водоводяных подогревателей).

Линия минимально допустимых пьезометрических напоров в обратном трубопроводе Мин.0 принимается на уровне 5 м исходя из недопущения подсоса воздуха в сеть и кавитации сетевых насосов.

Наносятся линии возможных гидродинамических пьезометрических напоров в подающем и обратном теплопроводах между предельными линиями максимальных и минимальных значений (150–110 м и 90–50 м).

После гидравлического расчета трубопроводов теплосети уточняется положение линий действительных гидродинамических пьезометрических напоров в подающем и обратном трубопроводах.

После этого ниже линии действительных гидродинамических пьезометрических напоров в подающем трубопроводе на величину напора  $H_n$ , обеспечивающего невоскипание воды при соответствующей расчетной температуре, проводят параллельно линии III–III, которую называют *линией невоскипания воды в верхних точках абонентских установок*. Во всех точках абонентских систем, расположенных ниже линии III–III, вскипание воды невозможно, т. к. напор в этих точках больше величины  $H_n$ . На рис. 4.2 у абонента  $D$  сетевую воду из условия невоскипания можно поднимать только до отметки  $h$ .

При построении пьезометрических графиков следует иметь в виду, что при зависимом присоединении абонентских систем важно не допускать пересечения линией гидродинамических пьезометрических напоров подающего трубопровода линии статических напоров, т. к. в противном случае необходимо сооружение повысительных насосных станций в сети.

Линия действительных гидродинамических напоров в обратной магистрали может пересекать линию статических напоров и располагаться ниже верхних отметок зданий. В этом случае для поддержания необходимого пьезометрического напора у абонентских установок по сравнению с напором в обратной линии на обратном трубопроводе абонентской установки регулятор давления устанавливают «до себя».

Располагаемый напор у абонентских систем на конечных участках сети должен быть равным или несколько большим потерь напора в абонентских системах, чтобы избежать дополнительной установки насосов.

## 4.2. Выбор схем присоединения абонентов

Пьезометрический график дает наглядное представление о действующих напорах в системе при гидродинамическом режиме, статическом состоянии системы теплоснабжения, о взаимном расположении зданий с учетом их высот относительно линий напоров в трубопроводах теплосети и геодезических отметок поверхности земли по трассе. Это имеет существенное значение при выборе рациональных схем присоединения абонентских теплоиспользующих установок.

На рис. 4.3 показан пьезометрический график двухтрубной водяной теплосети. Напор в подающем трубопроводе не допускает вскипания в нем воды, так как линия III–III не пересекает поверхности земли. Однако эта линия пересекает абоненты 5 и 4 на отметках  $h_5$  и  $h_4$ , следовательно, водонагреватели и calorиферы, присоединенные к теплосети, не могут находиться выше отметок  $h_5$  и  $h_4$ .

Для абонента 2 пьезометрический напор в подающем трубопроводе около 113 м, для абонента 1 – 98 м, следовательно, водонагреватели горячего водоснабжения и calorиферы вентиляционных систем должны присоединяться к тепловой сети с обязательной установкой регуляторов давления на подающем трубопроводе, понижающих давление до допустимой величины, не допускающей «раздавливания» нагревательных устройств.

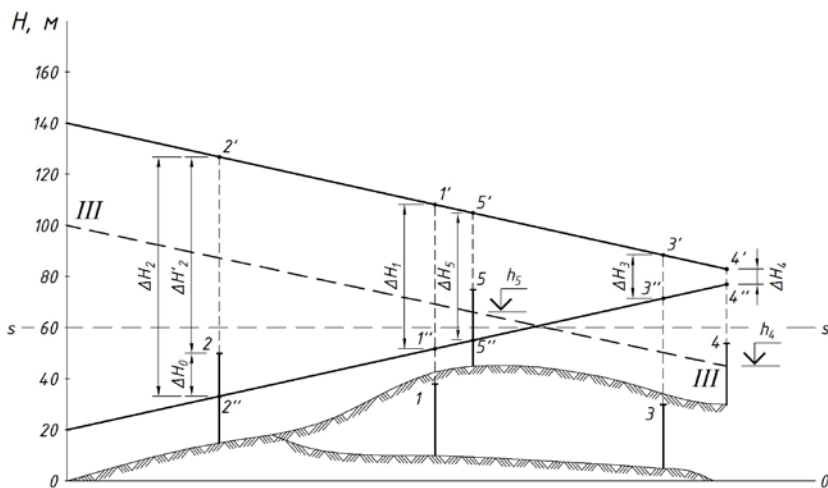


Рис. 4.3. Выбор схем присоединения отопительных установок зданий к теплосети:  
 1–5 – здания в масштабе по высоте;  $h_4, h_5$  – геодезические отметки;  
 $\Delta H_1-\Delta H_5$  – располагаемые напоры в теплосети в местах присоединения зданий

Система отопления здания 1 может присоединяться к теплосети по зависимой схеме с элеваторным смешением, т. к. располагаемый напор больше требуемого для работы элеватора, а статический напор и гидродинамический в обратном трубопроводе не превышают допустимого – 60 м (рис. 4.4, а).

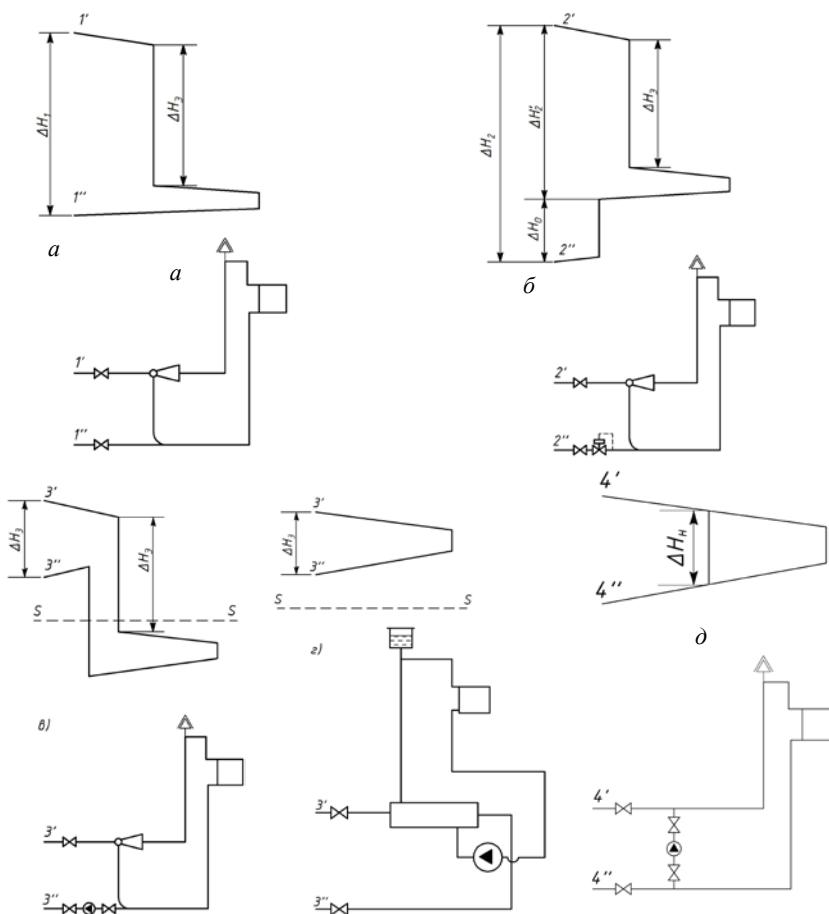


Рис. 4.4 Схемы присоединения отопительных установок к водной тепловой сети и локальные пьезометрические графики:  
*а* – зависима с элеватором; *б* – зависима с элеватором и регулятором давления «до себя» на обратной линии ввода; *в* – зависима с элеватором и насосом на обратной линии ввода; *г* – независима; *д* – зависима со смесительным насосом на перемычке;  $\Delta H_z$  – напор, погашаемый в элеваторе

Система отопления абонента 2 также находится в статической зоне (статический напор менее 60 м). Однако в гидродинамическом режиме система отопления будет частично опорожняться через об-



ратный трубопровод, т. к. гидродинамический напор в обратном трубопроводе ниже высоты здания. С целью повышения напора в обратном трубопроводе системы отопления следует установить регулятор давления «до себя» на обратном трубопроводе. Регулятор давления будет выполнять роль клапана подпора, локально повышающего давление в обратном трубопроводе системы отопления на величину  $\Delta H_0$  (рис. 4.4, б).

В месте присоединения системы отопления здания 3 статическое давление не превышает 60 м, однако пьезометрический гидродинамический напор в обратном трубопроводе теплосети – более 60 м.

Возможно присоединение системы отопления по зависимой схеме с установкой насоса на обратной линии после системы отопления (рис. 4.4, в), который понизит напор в обратном трубопроводе системы отопления, одновременно увеличивая располагаемый напор для работы элеваторного узла. Однако при внезапной остановке насоса система отопления будет поставлена под недопустимое давление со стороны обратного трубопровода теплосети, что приведет к аварийной ситуации. Следовательно, лучшим вариантом будет присоединение системы отопления по независимой схеме (рис. 4.4, з).

Здание 4 находится в благоприятных условиях, т. е. в статической зоне, и пьезометрический напор в обратном трубопроводе теплосети менее 60 м. Однако располагаемый напор является недостаточным для работы элеватора, следовательно, возможен вариант подключения системы отопления по зависимой схеме со смесительным насосом вместо элеватора (рис. 4.4, д).

Система отопления здания 5 будет опорожняться как при статическом, так и при динамическом режимах. Теоретически возможно присоединение системы отопления по зависимой схеме с установкой регулятора давления до себя на обратном трубопроводе после системы отопления как для абонента 2 (рис. 4.4, б) и установкой обратного клапана на подающем трубопроводе перед элеватором, который не допустит опорожнения системы отопления через подающий трубопровод при статическом режиме. Однако лучшим вариантом будет присоединение системы отопления абонента 5 по независимой схеме (рис. 4.4, з).

### 4.3. Расчет гидравлических режимов

Основное требование к гидравлическому режиму тепловых сетей – постоянное и надежное распределение потоков теплоносителя по отдельным участкам сети и к абонентам в соответствии с тепловыми нагрузками. Для этого необходимо поддержание располагаемых напоров в сети и на тепловых пунктах. В абонентских установках с авторегуляторами последние поддерживают заданный расход, дросселируя избыточное давление перед абонентами, таким образом сохраняя заданные гидравлический и тепловой режимы.

В абонентских установках без регуляторов расход воды зависит от располагаемых напоров и сопротивления абонентских установок. При переменных гидравлических режимах, связанных с нагрузкой горячего водоснабжения, включениями и отключениями абонентов и участков сети, фактический расход в сети и у абонентов изменяется и отличается от расчетного, т. е. в результате этого несоответствия возникают разрегулировки.

Гидравлические режимы разрабатываются для отопительного и летнего периодов, а для открытых схем – дополнительно при максимальном водоразборе из подающего и обратного теплопроводов.

Падение давления или напора в тепловой сети,  $\Delta P$ , пропорционально квадрату расхода:

$$\Delta P = S V^2 \text{ или } \Delta H = S V^2, \quad (4.2)$$

где  $S$  – характеристика сопротивления теплосети, представляющая собой падение давления (или напора) при единице расхода воды,  $\text{Па} (\text{м}^3/\text{ч})^2$  или  $\text{м}/(\text{м}^3/\text{ч})^2$ ;

$V$  – расход теплоносителя,  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

Характеристика сопротивления находится из совместного решения уравнений (4.2), (3.15), (3.16), (3.18) и (3.23):

$$S = A_S \frac{(l + l_e) \cdot \rho}{d^{5,25}} \text{ или } S = A_S \frac{l + l_e}{g \cdot d^{5,25}}, \quad (4.3)$$

где  $A_S$  – постоянный коэффициент, зависящий от шероховатости стенок трубопровода  $k_e$ .

Как видно из (4.3), сопротивление сети  $S$  зависит от шероховатости трубопровода, плотности теплоносителя, приведенной длины и диаметра трубопровода. От расхода сопротивление сети не зависит.

Для данного состояния теплосети ее характеристика может быть определена по данным расхода  $V$  и потерь напора  $\Delta H$  при расчетном режиме из выражения (4.2). Далее, задаваясь определенными величинами расходов, при найденном значении  $S$  находят величины  $\Delta H$ . Графически характеристика сопротивления теплосети представляет собой квадратичную параболу, проходящую через начало координат (рис. 4.5).

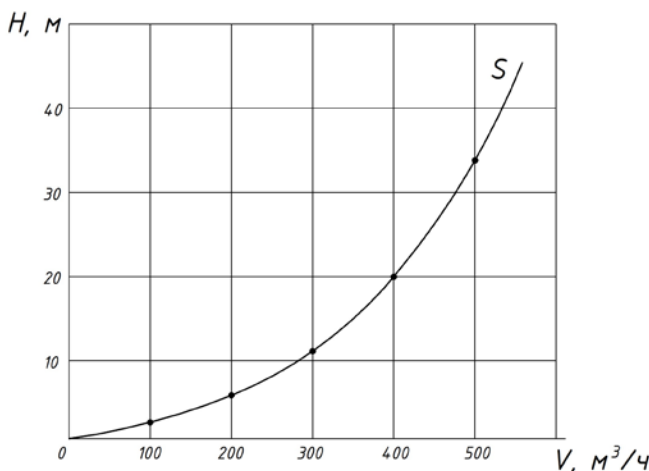


Рис. 4.5. Характеристика сопротивления теплосети

Задача расчета гидравлического режима теплосети заключается в определении расходов сетевой воды у абонентов и на отдельных участках сети, а также располагаемых напоров у абонентов и в характерных точках при заданном режиме работы сети.

Обозначим условно:

$V$  – суммарный расход воды в теплосети;

$V_m$  – расход воды у абонента « $m$ »;

$\overline{V}_m$  – относительный расход воды у абонента « $m$ », равный отношению расхода воды у абонента « $m$ » к суммарному расходу в сети:

$$\overline{V}_m = V_m / V.$$

Для абонента 1 (рис. 4.6) действительно выражение

$$S_1 V_1^2 = S_{1-5} V^2 \text{ или } S_1 V_1^2 = S_{II-5} (V - V_1)^2, \quad (4.4)$$

где  $S_1$  – сопротивление абонентской установки с ответвлением;

$S_{1-5}$  – сопротивление сети с ответвлениями и абонентскими системами от абонента 1 до 5.

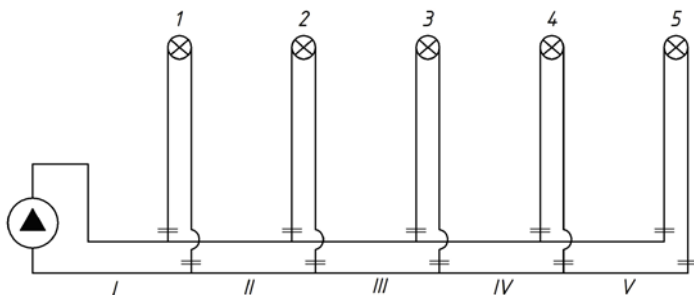


Рис. 4.6. Схема тепловой сети:

$I-V$  – участки магистрали;  $I-5$  – абоненты с ответвлениями от магистрали

Разделив (4.4) почленно на  $V^2$  и  $S_1$  и извлекая корень квадратный из обеих частей, получаем

$$\frac{V_1}{V} = \overline{V}_1 = \sqrt{\frac{S_{1-5}}{1} \cdot \frac{1}{S_1}}. \quad (4.5)$$

Для абонента 2 действительно следующее выражение:

$$S_2 V_2^2 = S_{2-5} (V - V_1)^2. \quad (4.6)$$

С другой стороны, с учетом (4.4)

$$S_{II-5} (V - V_1)^2 = S_{I-5} V^2, \quad (4.7)$$

где  $S_2$  – сопротивление абонентской установки 2 с ответвлением;

$S_{2-5}$  – сопротивление теплосети со всеми абонентами и ответвлениями от абонента 2 до 5 включительно;

$$S_{\text{II-5}} = S_{\text{II}} + S_{2-5},$$

где  $S_{\text{II}}$  – сопротивление участка магистрали II.

Из (4.7) получаем

$$(V - V_1)^2 = V^2 \frac{S_{1-5}}{S_{\text{II-5}}}. \quad (4.8)$$

Подставляя значение  $(V - V_1)^2$  из (4.8) в (4.6), разделив почленно на  $V^2$  и  $S_2$  и извлекая корень квадратный из обеих частей уравнения, получаем

$$\overline{V_2} = \frac{V_2}{V} = \sqrt{\frac{S_{1-5}}{1} \cdot \frac{S_{2-5}}{S_{\text{II-5}}} \cdot \frac{1}{S_2}}. \quad (4.9)$$

Аналогично относительный расход для абонента  $m$  из числа абонентов  $n$

$$\overline{V_m} = \sqrt{\frac{S_{1-n}}{1} \cdot \frac{S_{2-n}}{S_{\text{II-n}}} \cdot \frac{S_{3-n}}{S_{\text{III-n}}} \cdot \dots \cdot \frac{S_{m-n}}{S_{M-n}} \cdot \frac{1}{S_m}}. \quad (4.10)$$

Из выражения (4.10) следует, что относительный расход воды через абонентскую установку не зависит от абсолютного расхода воды в сети, а зависит от сопротивления сети и абонентов. Если известны суммарный расход воды в теплосети  $V$  и характеристики сопротивления отдельных участков сети, то можно найти расход воды через любую абонентскую установку. Характеристики сопротивления отдельных участков сети практически постоянны и определяются по результатам гидравлического расчета. Путем расчета гидравлических режимов теплосети можно решать ряд вопросов, связанных с эксплуатацией системы теплоснабжения: возможность подключения новых абонентов, проверка работы сети при максимальном водоразборе на горячее водоснабжение в открытых системах, маневренность работы участков теплосети при аварийных режимах.

#### 4.4. Гидравлическая устойчивость систем теплоснабжения

В системах теплоснабжения без авторегуляторов у абонентов при любых изменениях гидравлического режима в той или иной мере возникают разрегулировки. Рассмотрим это на следующих примерах.

Для некоторой системы теплоснабжения (рис. 4.7) при расчетном режиме соотношение между расходом  $V$ , располагаемым напором  $H$  при характеристике сопротивления сети  $S$  выражается зависимостью (4.2). Из этого выражения суммарный расход воды в теплосети

$$V = \sqrt{\frac{\Delta H}{S}}. \quad (4.11)$$

Если от тепловой сети отключить абонент 4, то суммарное сопротивление сети возрастает, при этом суммарный расход воды в сети уменьшится (см. уравнение (4.11)), потери напора в сети от источника тепла до ответвления абонента 4 также уменьшатся, и линии пьезометрического графика расположатся более полого (на рис. 8.7, а изображены штриховыми линиями). У всех абонентов, расположенных между источником тепла и абонентом 4, произойдет непропорциональная разрегулировка, т. е. степень изменения расходов воды у абонентов будет различной. Так как в месте подключения абонента 4 к теплосети располагаемый напор увеличится, то увеличится расход воды в сети на участках между абонентом 4 и до конечного участка. Удельные потери напора в сети возрастут, и линии пьезометрического графика расположатся более круто. У всех абонентов, расположенных между абонентом 4 и до конца сети, произойдет пропорциональная разрегулировка, т. е. степень изменения расхода воды у абонентов будет одинаковой.

Если у источника тепла увеличить располагаемый напор  $H$ , а сопротивление сети остается неизменным, то суммарный расход воды в сети и у абонентов изменяется пропорционально корню квадратному из располагаемого напора (4.11), в сети произойдет пропорциональная разрегулировка (рис. 4.7, б).

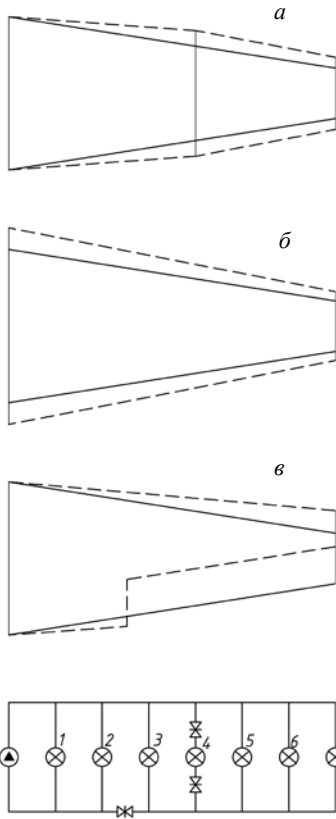


Рис. 4.7. Принципиальная схема тепловой сети и пьезометрические графики при изменении гидравлических режимов

При частичном прикрытии задвижек на обратном магистральном трубопроводе теплосети уменьшатся общий расход воды и потери давления в сети, увеличатся располагаемые напоры в сети от задвижки до станции и расходы воды у абонентов 1 и 2 (рис. 8.7, в). Повышение давления в обратном трубопроводе приводит к уменьшению располагаемых напоров у абонентов 3–7, расположенных до задвижки по ходу движения воды в обратной линии. Расходы воды у абонентов 3–7 также уменьшатся. В системе произойдет разрегулировка.

Примеры показывают разнообразие изменения гидравлических режимов в теплосети в условиях эксплуатации системы теплоснабжения.

Влияние изменения расхода воды в теплосети на гидравлический режим может быть значительно уменьшено при повышении гидравлической устойчивости системы.

**Гидравлическая устойчивость** – это способность системы поддерживать заданный гидравлический режим при изменении внешних воздействий.

При разнородных потребителях и тепловых нагрузках наибольшей гидравлической устойчивостью будет обладать система с авторегуляторами у абонентских установок.

Коэффициент гидравлической устойчивости  $A$  абонентской установки равен отношению расчетного расхода сетевой воды  $V_{\text{рас}}$  к максимально возможному расходу  $V_{\text{max}}$ .

Так как при наличии авторегуляторов у абонентов действительный расход при всех режимах близок к расчетному, то и коэффициент гидравлической устойчивости  $A$  близок к единице. При отсутствии авторегуляторов на ЦТП или у абонентов с изменением гидравлического режима изменяется и расход у потребителей, в этом случае коэффициент гидравлической устойчивости колеблется и значительно отличается от единицы. При отключении части абонентов возрастает сопротивление сети, снижается расход воды в сети и уменьшаются потери напора, что приводит к увеличению располагаемых напоров у работающих потребителей. То есть чем больше абонентов будет отключаться, тем в большей степени будет разрегулировка. Максимальная разрегулировка будет в случае, если включенным останется только один абонент. Падение напора в сети будет малым, и им можно пренебречь, т. е. располагаемый напор у абонента  $\Delta H_{\text{аб}}$  будет равным располагаемому напору на станции  $\Delta H_{\text{ст}}$ .

При отсутствии у абонентов авторегуляторов коэффициент гидравлической устойчивости определяется как

$$A = \frac{V_{\text{рас}}}{V_{\text{max}}} = \sqrt{\frac{\Delta H_{\text{аб}}}{\Delta H_{\text{ст}}}} = \sqrt{\frac{\Delta H_{\text{аб}}}{\Delta H_{\text{аб}} + \Delta H_{\text{сети}}}} = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{\Delta H_{\text{сети}}}{\Delta H_{\text{аб}}}}}. \quad (4.12)$$

Здесь  $\Delta H_{\text{ст}}$  – располагаемый напор на станции:

$$\Delta H_{\text{ст}} = \Delta H_{\text{сети}} + \Delta H_{\text{аб}}.$$



В выражении (4.12) значения  $\Delta H_{\text{ст}}$ ,  $\Delta H_{\text{сети}}$  и  $\Delta H_{\text{аб}}$  следует принимать при расчетном режиме работы теплосети.

Так как наибольшей гидравлической устойчивостью обладает система с  $A = 1$ , то из выражения (4.12) следует, что гидравлическая устойчивость абонентских систем выше с увеличением потерь напора на абонентском вводе и с уменьшением потерь напора в сети. Поэтому для повышения гидравлической устойчивости систем необходимо все избытки напора у абонентов гасить дроссельными диафрагмами, в соплах элеваторов, с помощью регулирующих клапанов и применяя абонентские установки с повышенным сопротивлением.

#### 4.5. Подпитка тепловых сетей

Для обеспечения надежной работы тепловых сетей и местных систем, для поддержания постоянного гидравлического режима необходимо возможные изменения давления в тепловых сетях ограничивать в определенных пределах. Это осуществляется регулированием давления в нейтральных точках – точках пересечения линии статического давления линией гидродинамического давления в обратном теплопроводе. Давление поддерживается постоянным при статическом и гидродинамическом состоянии системы. Нейтральную точку обычно размещают на перемычке, соединяющей нагнетательный коллектор сетевых насосов со всасывающим, используя свойство сообщающихся сосудов. Давление в нейтральной точке используют в качестве импульса, регулирующего подпитку. При понижении давления в нейтральной точке  $N$  (рис. 4.8, *a*) снижается давление на мембранный привод регулятора подпитки РП, возрастает подпитка, давление в сети увеличивается и восстанавливается давление в нейтральной точке. При повышении давления в нейтральной точке происходит обратное, подпитка сокращается. Если при полном закрытии РП давление возрастает, срабатывает дроссельный клапан ДК и часть воды сбрасывается в дренаж.

На рис. 4.8, *б* показан пьезометрический график системы  $ABCD$ ,  $AND$  – пьезометрический график на перемычке. В перемычке происходит постоянная циркуляция воды: из напорного патрубка к нейтральной точке  $N$  и к всасывающему патрубку в точке  $D$ . Регулированием запорных органов (задвижек)  $1$  и  $2$  изменяется фикс-

руемое давление в нейтральной точке  $N$  и, соответственно, статическое давление в системе.

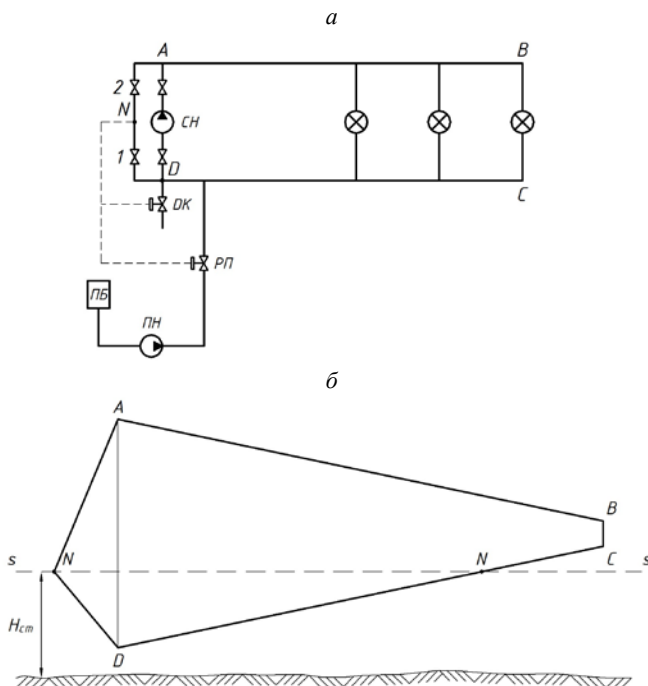


Рис. 4.8. Принципиальная схема подпитки теплосети (а) и пьезометрический график (б) этой теплосети:

СН – сетевой насос; ПБ – подпиточный бак; ПН – подпиточный насос;  
 РП – регулятор подпитки; ДК – дренажный (дрессельный) клапан;  
 1, 2 – задвижки, регулирующие положение нейтральной точки  $N$ ;  
 $s-s$  – линия статической зоны

Для поддержания постоянного давления в небольших теплосетях, а также в системах отопления применяют расширительные баки или гидрофоры. Расширительные баки устанавливают на высоте, равной напору в нейтральной точке. Гидрофор представляет собой закрытый сосуд, в котором вода находится под давлением газовой или паровой подушки, равном фиксируемому давлению (или напору). Присоединяют расширительные баки и гидрофоры также на всасывающей линии сетевых или циркуляционных насосов.

#### 4.6. Гидравлический режим открытых систем теплоснабжения

При открытых системах теплоснабжения в период водоразбора расход воды в обратном теплопроводе теплосети меньше расхода в подающем на величину водоразбора.

На рис. 4.9, *a* показан пьезометрический график открытой системы теплоснабжения, в которой абоненты оснащены авторегуляторами, подключенными по принципу связанного регулирования (см. Копко В.М. Горячее водоснабжение: курс лекций, часть 1, рис. 2.7). Пьезометрический график в подающем трубопроводе неизменяем при водоразборе и при его отсутствии, так как расход воды у абонентов поддерживается постоянным с помощью РР.

При отсутствии водоразбора угол наклона пьезометрических линий в подающем и обратном трубопроводе одинаков (линии 1 и 2 на рис. 4.9, *a*). При наличии водоразбора расход воды в обратном трубопроводе уменьшается, уменьшаются потери напора и график падения напора в обратном трубопроводе становится более пологим. При полном водоразборе расход воды в обратном трубопроводе  $V = 0$ , линия пьезометра принимает горизонтальное положение.

При отсутствии автоматического регулирования на абонентских вводах водоразбор из теплосети вызывает перераспределение расхода в подающем и обратном трубопроводах, соответственно изменяется и положение линий пьезометров.

В этом случае центральное регулирование возможно осуществлять в том случае, если степень изменения расхода воды через отопительные системы будет одинаковой для всех абонентов. Для этого необходимо соблюдение следующих условий:

- а) полные напоры в подающем трубопроводе перед элеваторами у всех абонентов должны быть одинаковыми;
- б) полные напоры в обратных трубопроводах после отопительных установок должны быть одинаковыми у всех абонентов;
- в) водоразбор из подающего трубопровода должен осуществляться перед элеватором системы отопления.

Равенство полных напоров в подающем и обратном трубопроводах вводов теплосети осуществляется при наладке систем установкой диафрагм. На рис. 4.10 показана схема такой системы теплоснабжения с абонентами, отрегулированными установкой диафрагм на подающих и обратных трубопроводах ввода теплосети.

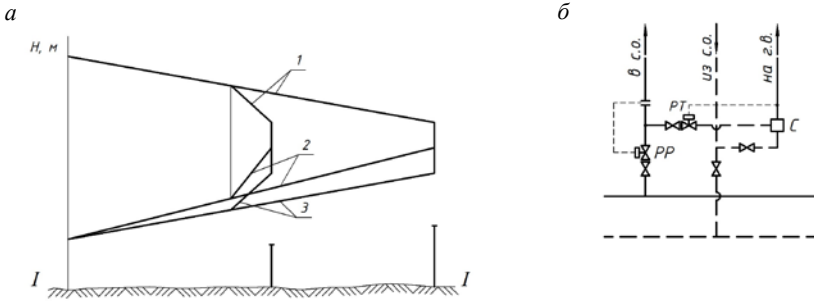


Рис. 4.9. Пьезометрический график открытой системы теплоснабжения (а) и схема подключения абонентской установки (б):

1, 2 – положение пьезометрических линий при отсутствии водоразбора;  
 1, 3 – положение линий при водоразборе не более 30 % расхода воды в подающем трубопроводе

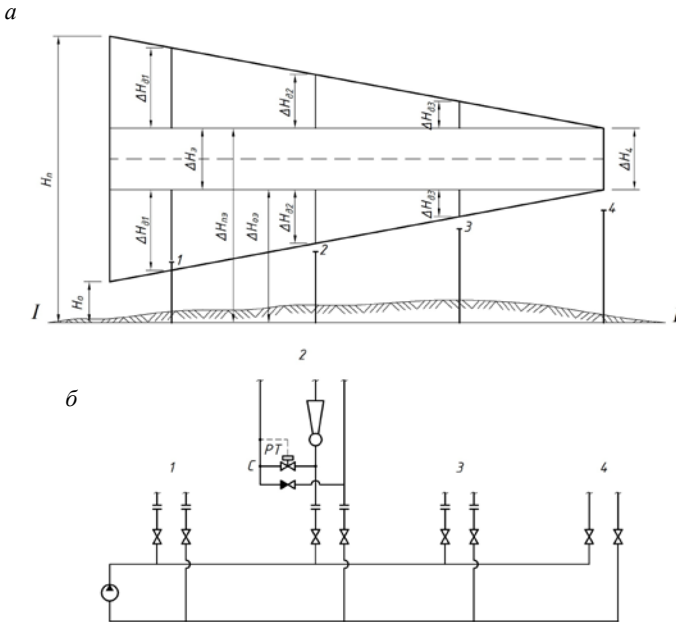


Рис. 4.10. Схема открытой системы теплоснабжения без регуляторов расхода (б) и пьезометрический график этой системы (а):

$\Delta H_{д1}-\Delta H_{д3}$  – дроселирующие напоры на вводах;  
 $\Delta H_{эл}$  – потеря напора в элеваторе;  $\Delta H_{п0}$ ,  $\Delta H_{об0}$  – располагаемые напоры в подающем и обратном трубопроводах у элеватора

#### 4.7. Насосные подстанции

При сложном рельефе местности, значительной протяженности тепловой сети и недостаточном давлении в сети во многих случаях необходимо сооружение насосных и дросселирующих подстанций.

На дросселирующих подстанциях (рис. 4.11) при гидростатическом режиме с помощью регулятора давления РП<sub>1</sub>, подпиточного насоса ПН<sub>2</sub> с регулятором подпитки РП<sub>2</sub> поддерживаются разные уровни статических напоров в системе. При этом обратный клапан или мембранный клапан рассечки на подающем трубопроводе закрыт. Это бывает необходимо при повышающемся рельефе местности от источника тепла к конечным участкам сети. При гидродинамическом режиме с помощью регулятора давления до себя (РДДС) поддерживается заданный напор в обратной линии 2 верхней статической зоны, обратный клапан (или клапан рассечки) при этом открыт. Без РДДС пьезометрические линии заняли бы положение 1.

В случае понижения рельефа местности от источника тепла к конечным потребителям напор в обратном трубопроводе конечных потребителей может возрастать до недопустимой величины. Для снижения напора в определенном месте на обратном трубопроводе может быть установлена понижающая подкачивающая насосная подстанция (рис. 4.12). Насос подстанции будет понижать напор в обратном трубопроводе теплосети для конечных абонентов П (пьезометрические линии 1 при автоматизированных абонентских вводах), при неавтоматизированных вводах произойдет перераспределение напоров во всей сети (положение пьезометрических линий 2).

При необходимости создания независимой статической зоны  $s_2 - s_2$  на обратном трубопроводе на насосной подстанции устанавливается регулятор подпитки РП<sub>2</sub>, который в статическом режиме будет перепускать часть воды из верхней зоны  $s_1 - s_1$ , поддерживая уровень  $s_2 - s_2$  в нижней зоне. Контроль статического напора осуществляется по напору в точке  $N_2$  регулятором подпитки РП<sub>2</sub> и клапаном рассечки МКР.

Насосные подстанции на подающем трубопроводе применяют при протяженных теплопроводах и подъеме рельефа местности от источника тепла в направлении теплосети.

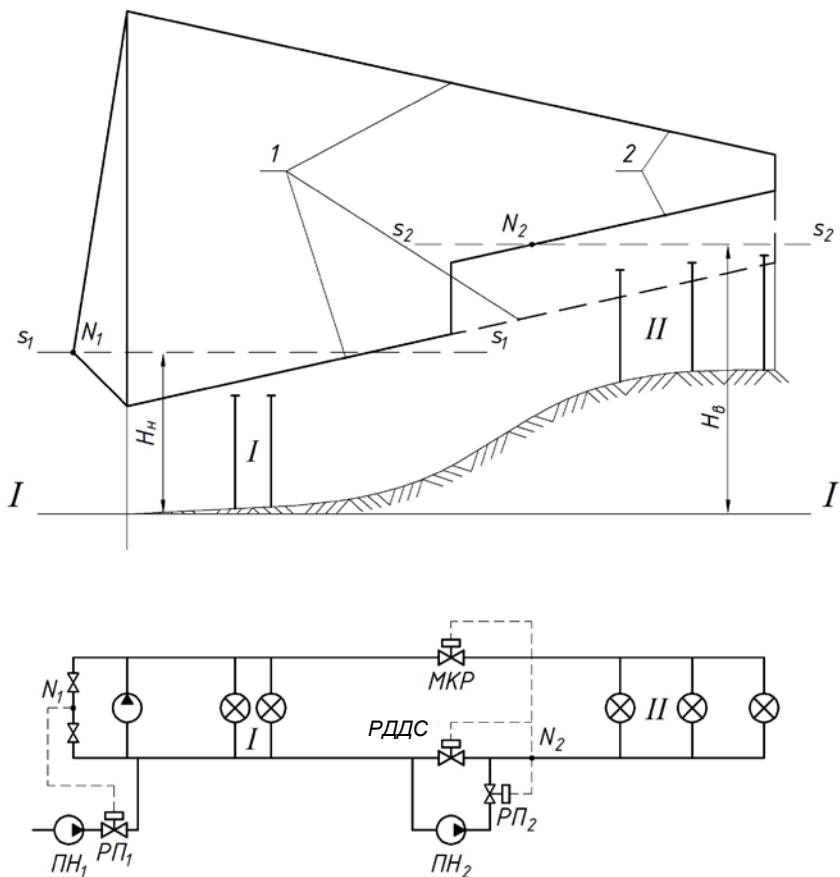


Рис. 4.11. Принципиальная схема тепловой сети с дросселирующей подстанцией на обратном трубопроводе и двумя статическими зонами:

$N_1, N_2$  – нейтральные точки; РДДС – регулятор давления «до себя»;

МКР – мембранный клапан расщетки;  $H_n, H_b$  – статический напор в нижней и верхней зоне; I – положение пьезометрических линий без регулятора РДДС;

2 – то же с регулятором; I, II – здания, подключаемые к теплосети;

ПН – подпиточный насос; РП (РД) – регулятор подпитки (регулятор давления)

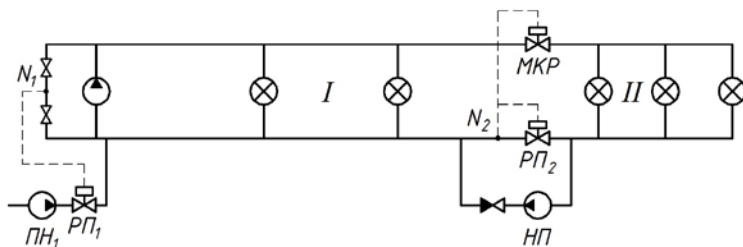
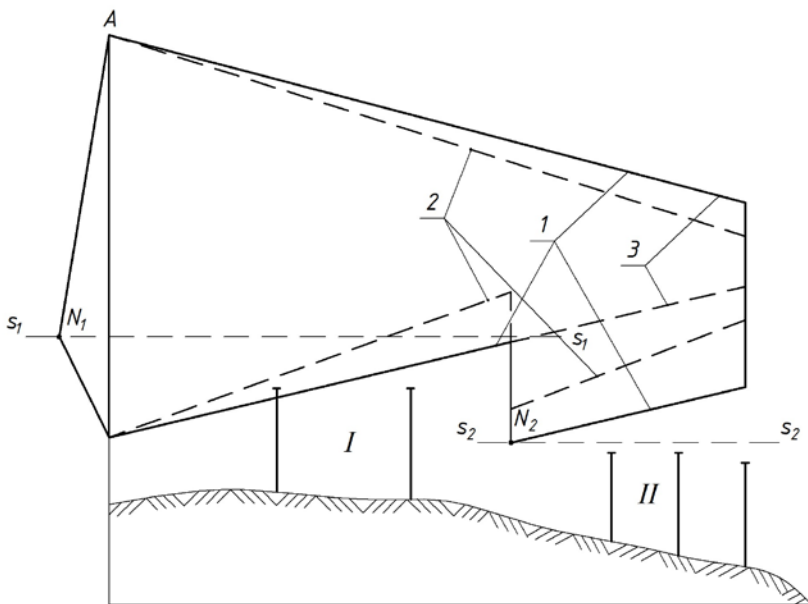


Рис. 4.12. Принципиальная схема тепловой сети с насосной подстанцией на обратном трубопроводе и пьезометрический график этой сети:  $PP_2$  – регулятор подпитки;  $HP$  – насос подстанции;  $s_1, s_2$  – положение линий статического напора;  $I$  – положение пьезометрических линий в подающем и обратном трубопроводах при автоматизированных абонентских вводах;  $2$  – то же при неавтоматизированных вводах;  $3$  – то же при отсутствии насосной станции

На схеме теплосети, изображенной на рис. 4.13, у конечных потребителей II имеет место недостающий напор в подающем трубопроводе теплосети. Располагаемые напоры повышаются с установкой повысительной насосной подстанции НП. Это также можно осуществить повышением напора сетевых насосов у источника тепла от величины  $H_{сн}$  до  $H'_{сн}$ , тогда линия напоров в подающем трубопроводе займет положение 4. Однако такое решение не всегда целесообразно из условия допустимой прочности теплоподготовительного оборудования и трубопроводов теплосети, большей мощности электроприводов сетевых насосов.

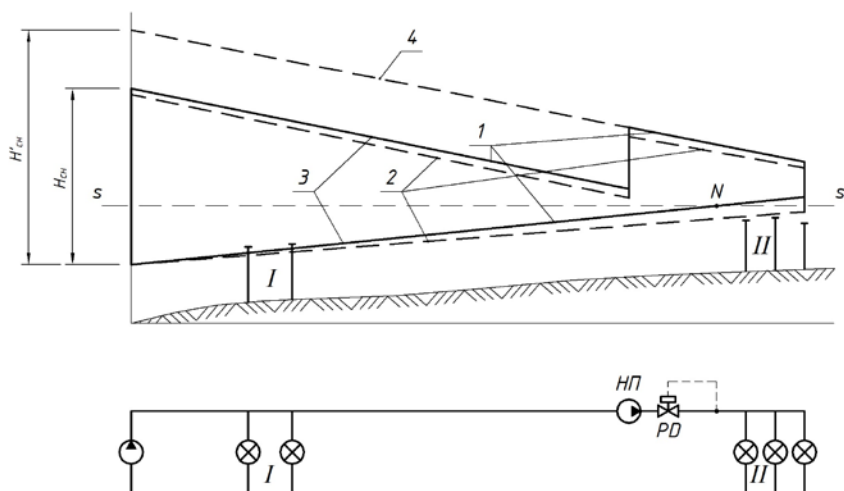


Рис. 4.13. Принципиальная схема тепловой сети с насосной подстанцией на подающем трубопроводе и пьезометрический график этой сети:  
 1 – пьезометрические линии при автоматизированных абонентских вводах;  
 2 – то же при неавтоматизированных вводах; 3 – то же без насосной станции

Подкачивающие насосные подстанции могут быть установлены одновременно на обеих магистралях. Подача откачивающих насосов принимается по расходу воды на участке сети в месте установки насосов. Напор насосов определяется по пьезометрическому графику.

На рис. 4.14 приведены принципиальная схема и пьезометрический график протяженной теплосети с двумя насосными подстанциями – на подающей и обратной магистралях.



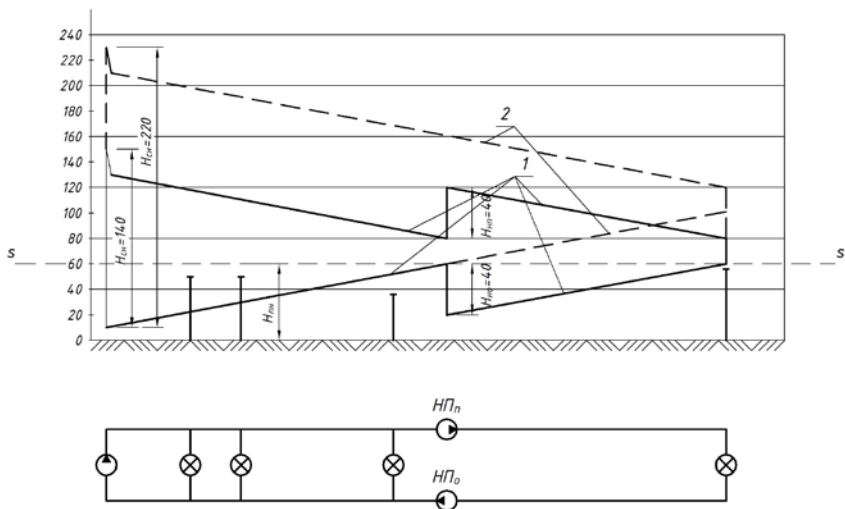


Рис. 4.14. Принципиальная схема и пьезометрический график тепловой сети большой протяженности: НП<sub>п</sub> – насосная подстанция на подающей магистрали; НП<sub>о</sub> – то же на обратной магистрали;  $H_{сн}$  – напор сетевых насосов; 1 – линии пьезометрического напора при включении насосных подстанций; 2 – то же без насосных подстанций

Если сохранять уклоны и не устанавливать подкачивающие станции, то напор сетевых насосов будет  $H_{сн} = 140 + 40 + 40 = 220$  м, что недопустимо из условия прочности трубопроводов, т. к. максимальный пьезометрический напор составит 210 м. Напор в обратной линии в конце теплосети равен 100 м, что является пределом даже при подключении абонентов по независимой схеме. При установке насосных подстанций напор сетевых насосов будет равен 140 м, а максимальный напор в подающем коллекторе сети составит 130 м, напор в обратном трубопроводе в конце теплосети составит 60 м. В результате применения насосных подстанций сохраняется допустимое давление в теплосети.

## 4.8. Определение параметров сетевых, подпиточных и конденсатных насосов

### 4.8.1. Сетевые насосы

Напор сетевых насосов водяной тепловой сети определяется по выражению

$$H_{CH} = \Delta H_{ит} + \Delta H_{l,tot} + \Delta H_{аб}, \quad (4.13)$$

где  $H_{ит}$  – потеря напора, м, в водоподогревательной установке источника теплоты, в пиковой котельной и в станционных коммунациях;

$H_{l,tot} = \Delta H_{п} + \Delta H_{о}$  – потери напора в подающем и обратном тепलोпроводах сети; принимаются из гидравлического расчета;

$\Delta H_{аб}$  – потери напора в абонентских установках, зависят от схемы включения в сеть.

Напор сетевых насосов для летнего режима

$$H_{CH}^S = H_{CH} \cdot \left( \frac{G_d^S}{G_d} \right)^2, \quad (4.14)$$

где  $G_d^S$  и  $G_d$  – расходы сетевой воды соответственно в летний и зимний периоды, кг/с.

Подача сетевых насосов принимается равной расчетным расходам сетевой воды для зимнего и летнего периодов.

Для летнего периода в закрытых системах теплоснабжения рекомендуется устанавливать отдельный насосный агрегат.

Количество сетевых насосов должно быть не менее двух, из которых один является резервным; при пяти и более рабочих насосов резервный не предусматривается.

### 4.8.2. Подпиточные насосы

Напор подпиточных насосов в закрытой системе определяется из условия поддержания в сети требуемого статического напора, а

также поддержания заданного напора на всасывающем коллекторе сетевых насосов:

$$H_{\text{пн}} = H_{\text{ст}} - H_{\text{б}} + \Delta H_{\text{подп}}, \quad (4.15)$$

где  $H_{\text{ст}}$  – статический напор в тепловой сети, уровень статической линии, м;

$H_{\text{б}}$  – превышение уровня воды в баках подпитки по отношению к оси подпиточных насосов, м, принимается с условием недопущения кавитации подпиточных насосов;

$\Delta H_{\text{подп}}$  – потери напора в подпиточных трубопроводах, м.

Напор подпиточных насосов в открытых системах теплоснабжения принимается исходя из статического напора и летнего режима работы подпиточных насосов, выполняющих роль сетевых:

$$H_{\text{пн}}^{\text{S}} = H_{\text{ст}} + \Delta H_{\text{l,tot}}^{\text{S}} - H_{\text{б}}, \quad (4.16)$$

где  $\Delta H_{\text{l,tot}}^{\text{S}}$  – суммарные потери напора в подпиточной линии и тепловой сети при летнем режиме работы системы.

Подача подпиточных насосов определяется из условий восполнения утечки воды из системы теплоснабжения и регламентируется отдельно для закрытых и открытых систем теплоснабжения [8, п. 7.2.6–7.2.11].

Количество подпиточных насосов в закрытых системах должно быть не менее двух, в открытых – не менее трех, один из них – резервный.

В узлах деления теплосети на разные статические зоны в закрытых системах допускается устанавливать один рабочий насос без резерва, а в открытых – один рабочий и один резервный насосы.

### **4.8.3. Конденсатные насосы**

Напор конденсатных насосов, установленных у потребителя для откачки конденсата на станцию:

$$H_{\text{кн}} = \Delta H_{\text{к}} \pm Z, \quad (4.17)$$

где  $\Delta H_k$  – потеря напора в конденсатопроводе от сборных баков до приемного бака станции при расчетном расходе конденсата, м;

$Z$  – разность геодезических отметок бака станции и бака абонента (со знаком «плюс», если отметки бака станции выше, и со знаком «минус», если отметка бака станции ниже отметки бака у абонента).

Подача конденсатных насосов принимается по максимальному часовому расходу конденсата. Количество насосов следует принимать не менее двух, один из которых является резервным.

После подбора по каталогу типа и количества насосов строится график совместной работы насосов в сети. Вначале в координатах напор  $H$ , м, – расход  $V$ , м<sup>3</sup>/ч, строится характеристика сети  $S$  (см. рис. 4.5, п. 4.3), затем на график наносится характеристика принятого насоса. Точка пересечения расходной характеристики насоса и характеристики сопротивления сети определяет параметры работы насоса в сети. При необходимости параллельного присоединения нескольких насосов суммарную характеристику находят складывая подачи (расходы), при последовательном присоединении – складывая напоры [5, пример 4.13].

## 5. РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ И КОМПЕНСАЦИЮ ТЕПЛОВЫХ УДЛИНЕНИЙ

Задачей расчета трубопроводов на прочность и компенсацию температурных удлинений является определение требуемой толщины стенки трубы для заданного давления в трубопроводе, расстояний между неподвижными и подвижными опорами и напряжений, возникающих от тепловых удлинений.

Толщина стенки трубы  $\delta$ , м, при рабочем давлении определяется по выражению

$$\delta = \frac{P_p \cdot d_e}{2 \cdot 10^4 \cdot [\sigma] \cdot \varphi + P_p} + c, \quad (5.1)$$

где  $P_p$  – рабочее давление теплоносителя, Па;

$d_e$  – наружный диаметр трубопровода, м;

$[\sigma]$  – допустимое напряжение в стенках труб от внутреннего давления, Па [7, прил. 22];

$\varphi$  – коэффициент прочности продольного или спирального шва:  
 $\varphi = 0,7-1,0$ ;

$c$  – прибавка к расчетной толщине стенки трубы в зависимости от допусков к толщине листа стали, обычно  $c = 0,0005$  м.

Расчет трубопроводов производится на рабочее состояние:

– внутреннее давление теплоносителя принимают равным рабочему;

– температуру стенки трубы – равной максимальной температуре теплоносителя;

– расчетный вес трубы – равный весу трубы с водой и теплоизоляционной конструкцией.

При расчете трубопровода на прочность учитывают следующие виды нагрузок:

- внутреннее давление;
- вес трубопровода с водой и теплоизоляцией;
- ветровую нагрузку при надземной прокладке;
- силы упругой деформации в сильфонных или линзовых компенсаторах;
- силы трения в сальниковых компенсаторах;

- силы трения в подвижных опорах;
- изгибающие моменты гибких компенсаторов.

### 5.1. Определение расстояний между подвижными опорами

При определении изгибающих напряжений и деформаций в трубопроводе при его размещении на опорах трубопровод следует рассматривать как многопролетную балку (рис. 5.1).

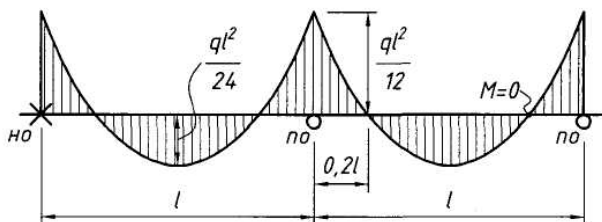


Рис. 5.1. Эпюра изгибающих моментов многопролетного трубопровода:  
НО – неподвижная опора; ПО – подвижная опора

Максимальный изгибающий момент в трубопроводе,  $M_0$ , действует на опоре и равен

$$M_0 = \frac{ql^2}{12}, \quad (5.2)$$

где  $q$  – удельная нагрузка на единицу длины трубопровода, равная весу трубопровода с водой и изоляцией, Н/м; см. [7, прил. 11, 23];

$l$  – длина пролета (расстояние) между подвижными опорами, м.

При надземной прокладке необходимо учитывать и горизонтальную нагрузку от ветра:

$$q_r = k \frac{w^2}{2} \rho \cdot d_e, \quad (5.3)$$

где  $k$  – аэродинамический коэффициент:  $k = 1,4-1,6$ ;

$w$  – скорость ветра, м/с;

$\rho$  – плотность воздуха, кг/м<sup>3</sup>;

$d_e$  – наружный диаметр изоляционной конструкции трубопровода, м.

Суммарная величина удельной нагрузки

$$q = \sqrt{q_b^2 + q_r^2}. \quad (5.4)$$

Изгибающий момент в середине пролета, Н·м:

$$M_{\text{п}} = \frac{ql^2}{24}. \quad (5.5)$$

Стрела прогиба в середине пролета, м:

$$y = \frac{ql^4}{384 \cdot E \cdot J}, \quad (5.6)$$

где  $E$  – модуль продольной упругости стали:  $E = 19,6 \cdot 10^{10}$  Па  $\approx 2 \cdot 10^{11}$  Па;

$J$  – центральный момент инерции сечения трубы:  
 $J = 0,05 \cdot (d_e^4 - d_i^4), \text{ м}^4$ .

Изгибающее напряжение в трубопроводе над опорой, Па:

$$\sigma_{\text{и}} = \frac{M_0}{W} = \frac{ql^2}{12 \cdot W}, \quad (5.7)$$

где  $W$  – момент сопротивления поперечного сечения трубы,  $\text{м}^3$  [7, прил. 11].

Из выражения (5.7) определяется пролет (расстояние) между подвижными опорами по допускаемому напряжению в стенке трубы от изгиба, м [7, прил. 23]:

$$l = \sqrt{\frac{12[\sigma_{\text{и}}] \cdot W}{q}}, \quad (5.8)$$

где  $[\sigma_{из}]$  – допускаемое напряжение изгиба, Па; для предварительной оценки величины  $[\sigma_{из}]$  можно принимать равной  $(0,4-0,5) \cdot \varphi \cdot [\sigma]$ .

## 5.2. Определение нагрузок на опоры трубопроводов

Вертикальную нагрузку на опору трубопровода  $F_v$ , Н, следует определять по формуле

$$F_v = q \cdot l, \quad (5.9)$$

где  $q$ ,  $l$  – то же, что в формуле (5.2).

Схема нагрузок на опору приведена на рис. 5.2.

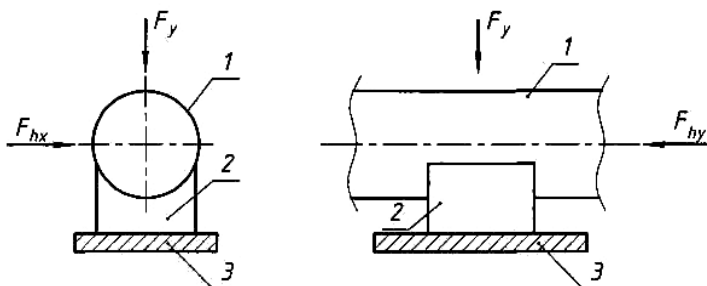


Рис. 5.2. Схема нагрузок на опору:  
1 – труба; 2 – опора; 3 – бетонная плита;  
 $F_{hx}$ ,  $F_{hy}$  – соответственно боковая и осевая нагрузка

Горизонтальные осевые  $F_{hx}$ , Н, и боковые  $F_{hy}$ , Н, нагрузки на подвижные опоры трубопроводов от сил трения в опорах определяют по формулам

$$F_{hx} = \mu_x \cdot q \cdot l, \quad (9.10)$$

$$F_{hy} = \mu_y \cdot q \cdot l, \quad (9.11)$$

где  $\mu_x$  и  $\mu_y$  – коэффициенты трения в опорах при перемещении опоры вдоль оси трубы и под углом к оси [8, прил. Е];

$q$ ,  $l$  – то же, что в формуле (5.2).

Горизонтальные боковые нагрузки с учетом направления их действия должны учитываться при расчете опор, расположенных под



гибкими компенсаторами, на расстоянии менее  $40 D_y$  от угла поворота или гибкого компенсатора.

При определении горизонтальной нагрузки на неподвижную опору трубопровода необходимо учитывать следующее (рис. 5.3).

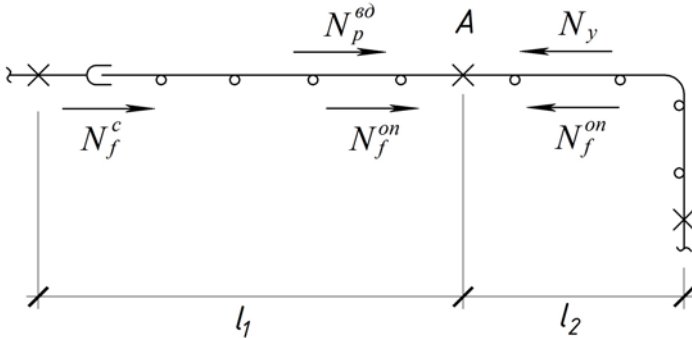


Рис. 5.3. Схема участка трубопровода с указанием усилий, действующих на неподвижную опору А

1. Сила трения в подвижных опорах  $N_f^{op}$ , Н:

$$N_f^{op} = \mu \cdot q \cdot l, \quad (5.12)$$

где  $\mu$  – коэффициент трения в подвижных опорах;

$l$  – длина трубопровода от неподвижной опоры до компенсатора или угла поворота при самокомпенсации, м.

2. Сила трения в сальниковых компенсаторах  $N_f^c$ , Н, при их наличии

$$N_f^c = \frac{4000 \cdot n}{A_c} \pi \cdot d_{ec} l_c \mu_c \quad (5.13)$$

или

$$N_f^c = 2\pi d_{ec} P_p l_c \mu_c, \quad (5.14)$$

где  $n$  – количество болтов компенсатора;

$A_c$  – площадь поперечного сечения набивки сальникового компенсатора, м<sup>2</sup>, равная

$$A_c = 0,785 \cdot (d_{ic}^2 - d_{ec}^2), \quad (5.15)$$

здесь  $d_{ic}$  – внутренний диаметр корпуса компенсатора, м;

$d_{ec}$  – наружный диаметр патрубка компенсатора, м;

$l_c$  – длина слоя сальниковой набивки по оси компенсатора, м;

$\mu_c$  – коэффициент трения набивки о металл, равный 0,15;

$P_p$  – рабочее давление теплоносителя, Па.

В качестве расчетной принимают большую величину, полученную по формулам (5.13) и (5.14).

3. Осевая реакция сальниковых или линзовых компенсаторов, Н:

$$N_p = N_p^s + N_R^s, \quad (5.16)$$

где  $N_p^s$  – осевая реакция от внутреннего давления, Па, определяется как

$$N_p^s = P_p \cdot F_s = P_p \cdot \frac{\pi}{4} (d_e^2 - d_i^2) \cdot \varphi, \quad (5.17)$$

где  $F_s$  – эффективная площадь поперечного сечения компенсатора, м<sup>2</sup>;

$d_e$  и  $d_i$  – соответственно больший и меньший диаметры гибкого элемента компенсатора (по внутреннему обмеру), м;

$\varphi$  – коэффициент, зависящий от размеров и толщины стенки компенсатора;

$N_R^s$  – осевая реакция от температурного удлинения, Н:

$$N_R^s = \frac{\Delta l}{n} \cdot R, \quad (5.18)$$

где  $\Delta l$  – компенсирующая способность компенсатора, мм;

$n$  – количество волн компенсатора;

$R$  – жесткость компенсатора, Н/мм.

4. Неуравновешенные силы внутреннего давления при применении сальниковых компенсаторов, Н:

$$N_p^{\text{дд}} = P_p \cdot F_e^c, \quad (5.19)$$

где  $F_e^c$  – площадь поперечного сечения по наружному диаметру патрубков сальникового компенсатора, м<sup>2</sup>.

Силы внутреннего давления передаются только на опоры, расположенные между неуравновешенным сальниковым компенсатором и поворотом трубы (рис. 5.4, а) между двумя смежными участками с разными диаметрами сальниковых компенсаторов (переход диаметров труб) (рис. 5.4, б), на участке с задвижкой при ее закрытии (рис. 5.4, в) или с заглушкой (рис. 5.4, г).

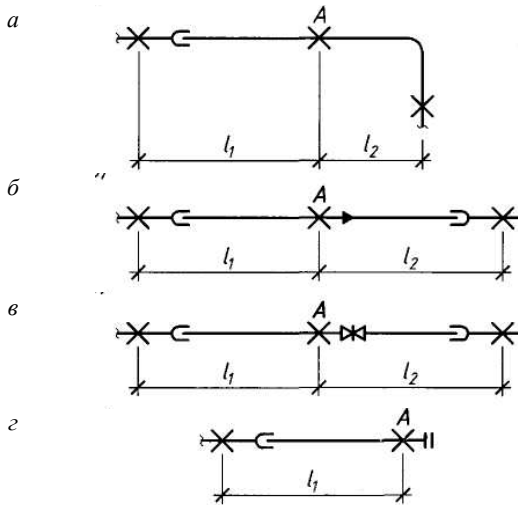


Рис. 5.4. Схемы участков трубопроводов, на которых на неподвижную опору  $A$  действует неуравновешенная сила внутреннего давления

Для случая с переходом диаметров труб силу внутреннего давления определяют по формуле (5.19), где  $F_e^c = F_{e1}^c - F_{e2}^c$  с направлением силы в сторону меньшего диаметра.

5. Силы упругой деформации при гибких компенсаторах и самокомпенсации, определяемые расчетом на компенсацию температурных удлинений.

6. Силы трения трубопроводов при перемещении трубы внутри теплоизоляционной оболочки или силы трения оболочки о грунт при бесканальной прокладке трубопроводов определяются по (2.2).

Результирующее усилие,  $N$ , действующее на неподвижную опору, определяется уравнением

$$N_{\Sigma} = P_p F_e^c + \mu q \Delta l + \Delta S, \quad (5.20)$$

где  $\Delta l$  – разность длин участков с обеих сторон от неподвижной опоры до компенсатора или угла поворота, м;

$\Delta S$  – разность сил трения сальниковых компенсаторов или сил упругости гибких компенсаторов с обеих сторон неподвижной опоры,  $N$ . При этом меньшая сумма сил, за исключением неуравновешенных сил внутреннего давления, осевой реакции сильфонных компенсаторов, принимается с коэффициентом 0,7.

При равенстве сил с обеих сторон неподвижной опоры в качестве расчетной принимается сумма сил с одной стороны с коэффициентом 0,3.

### 5.3. Компенсация температурных удлинений

При повышении температуры стенки трубы на  $\Delta t$ , °C, происходит расширение металла и вследствие этого возникают линейные удлинения, м:

$$\Delta l = \alpha \cdot l \cdot \Delta t, \quad (5.21)$$

где  $\alpha$  – коэффициент линейного удлинения стали:  $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$  1/град;

$l$  – длина рассматриваемого участка, м.

При отсутствии в трубопроводе компенсации линейного удлинения в стенке возникают большие напряжения  $\sigma$ , Па, величина которых определяется по закону Гука:

$$\sigma = E \cdot i, \quad (5.22)$$

где  $E$  – модуль продольной упругости (модуль упругости первого рода;  $E \approx 2 \cdot 10^{11}$  Па ( $2 \cdot 10^6$  кгс/см<sup>2</sup>));

$i$  – относительное сжатие (удлинение):

$$i = \frac{\Delta l}{l} = \alpha \cdot \Delta t,$$

отсюда

$$\sigma = E \cdot \alpha \cdot \Delta t; \quad (5.23)$$

$$\sigma = 2 \cdot 10^{11} \cdot 12 \cdot 10^{-6} \cdot \Delta t = 24 \cdot 10^5 \cdot \Delta t, \text{ Па } (24 \cdot \Delta t, \text{ кгс/см}^2),$$

т. е. напряжение сжатия зависит от температуры, материала стенки трубы и не зависит от длины трубы, ее диаметра и толщины стенки.

Усилие сжатия,  $N$ , возникающее в трубопроводе от температурных удлинений:

$$P_{\text{сж}} = \sigma \cdot F_{\text{тр}}, \quad (5.24)$$

где  $F_{\text{тр}}$  – площадь поперечного сечения стенки трубы,  $\text{м}^2$ .

Зависимость между действующим усилием и величиной деформации трубопровода от температуры на основе теории кривого бруса может быть представлена выражением

$$P_{\text{сж}} = \frac{\Delta l \cdot E \cdot J}{\int_0^s \frac{y^2 ds}{k}}, \quad (5.25)$$

где  $P_{\text{сж}}$  – сила, вызывающая деформацию,  $N$  (рис. 5.5);

$\Delta l$  – величина деформации по направлению действия силы,  $\text{м}$ :

$$\Delta l = 2 \frac{\Delta l}{2};$$

$y$  – расстояние элемента до линии действия силы,  $\text{м}$ ;

$ds$  – длина элемента участка,  $\text{м}$ ;

$J$  – центральный момент инерции сечения,  $\text{м}^4$ :

$$J = 0,05(d_e^4 - d_i^4); \quad (5.26)$$

$k$  – коэффициент понижения жесткости трубы из-за сплющивания сечения (рис. 5.6).

$$k = \frac{1+12h^2}{10+12h^2} \text{ при } h > 1 \text{ и } k = \frac{h}{1,65} \text{ при } h \leq 1, \quad (5.27)$$

где  $h$  – геометрическая характеристика изогнутого участка трубы:

$$h = \frac{\delta \cdot R}{r_m^2}, \quad (5.28)$$

$\delta$  – толщина стенки трубы, м;

$R$  – радиус изгиба, м;

$r_m^2$  – средний радиус поперечного сечения трубы, м:

$$r_m = \frac{d_e - \delta}{2}. \quad (5.29)$$

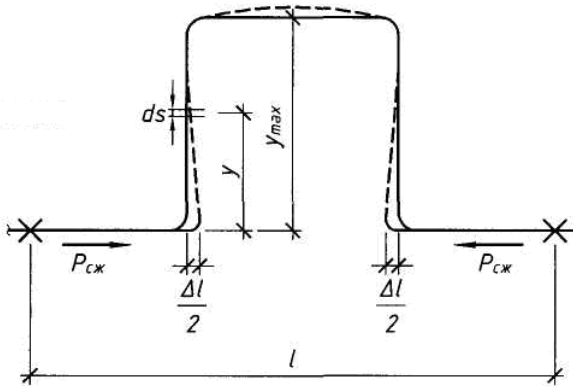


Рис. 5.5. Схема участка с гибким компенсатором

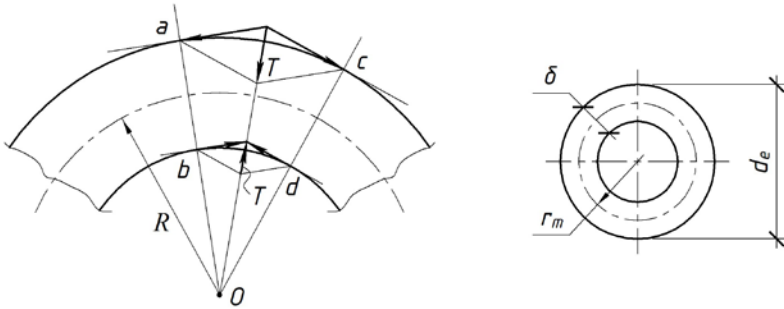


Рис. 5.6. Схема сплющивания сечения трубы при изгибе  
Изгибающий момент в элементе  $ds$  трубопровода, Н·м (см. рис. 5.5):

$$M = P_{\text{сж}} \cdot y. \quad (5.30)$$

Возникающее напряжение от продольного изгиба, Па:

$$\sigma = \frac{M \cdot m}{W}, \quad (5.31)$$

где  $W$  – момент сопротивления поперечного сечения трубы,  $\text{м}^3$ :

$$W = 0,1 \frac{d_e^4 - d_i^4}{d_e}. \quad (5.32)$$

Подставляя (5.25) в (5.30), а (5.30) и (5.32) – в (5.31), получаем

$$\sigma = \frac{\Delta l \cdot E \cdot d_e \cdot y \cdot m}{2 \cdot \int_0^s \frac{y^2 ds}{k}}, \quad (5.33)$$

где  $m$  – поправочный коэффициент напряжения (для гнутых гладких отводов):

$$m = \frac{2}{3k} \cdot \sqrt{\frac{5 + 6h^2}{18}} \quad \text{или} \quad m = \frac{0,9}{h^{0,7}}. \quad (5.34)$$

При применении жестких сварных колен (отводов), когда сплющивания не наблюдается, величины  $k = 1$  и  $m = 1$ . В этом случае напряжение изгиба от тепловых деформаций при жестком заземлении концов участка трубопровода

$$\sigma = \frac{\Delta l \cdot E \cdot d_e}{y^2} \cdot c, \quad (5.35)$$

где  $y$  – вылет компенсатора, м;

$c$  – коэффициент, зависящий от типа компенсатора или участка самокомпенсации. Значения коэффициента  $c$  для различных типов гнутых компенсаторов и самокомпенсации, в том числе и для бесканальной прокладки, приведены в [14].

Расчетное температурное удлинение трубопровода  $\Delta l$ , м, для надземной и канальной прокладок при определении размеров гибких компенсаторов определяют по формуле (5.21), где  $\Delta t$  есть перепад температур, принимаемый как разность между расчетной температурой теплоносителя  $\tau$  и расчетной температурой наружного воздуха для проектирования отопления  $t_o$ , а  $l$  – расстояние между неподвижными опорами.

При определении напряжения изгиба в гнутом компенсаторе при конкретных условиях расчетное тепловое удлинение  $\Delta l$  определяют при заданной температуре теплоносителя  $\tau$  и заданной температуре окружающей среды  $t_o$  ( $t_n$  – температура стенки трубы во время монтажа,  $t_{гр}$  – температура грунта на глубине заложения,  $t_k$  – температура воздуха в канале и т. д.).

Расчет гибких компенсаторов и естественной компенсации заключается в определении максимальных напряжений и усилий, возникающих в опасных сечениях, а также в определении длин участков трубопровода между неподвижными опорами и геометрических размеров компенсаторов.

Максимальные напряжения в опасном сечении не должны превышать допустимые напряжения на изгиб. Для самокомпенсации и



для компенсаторов со сварными отводами допустимые напряжения могут быть рекомендованы:

– для паропроводов  $P_p = 2,1-3,7$  МПа и  $\tau \leq 425$  °С [ $\sigma_{и}$ ] = 60 МПа;

– для компенсации тепло- и паропроводов

$P_p = 1,2-1,6$  МПа и  $\tau \leq 200$  °С [ $\sigma_{и}$ ] = 80 МПа;

$P_p = 0,8-1,2$  МПа и  $\tau \leq 200$  °С [ $\sigma_{и}$ ] = 100–120

МПа;

$P_p \leq 0,8$  МПа и  $\tau \leq 200$  °С [ $\sigma_{и}$ ] = 140 МПа.

### 5.3.1. Расчет Г-образного компенсатора

Температурное удлинение длинного плеча (рис. 9.7)

$$\Delta l = \alpha \cdot (\tau_1 - t_0) \cdot l_1.$$

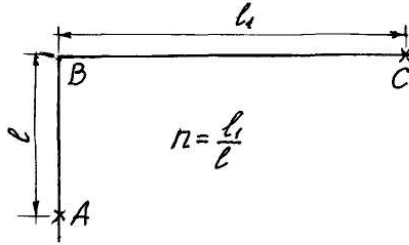


Рис. 5.7. Схема Г-образного компенсатора

Изгибающее напряжение в точке A будет наибольшим:

$$\sigma = \frac{\Delta l \cdot E \cdot d_e}{l^2} \cdot 1,5 \cdot \left(1 + \frac{1}{n}\right). \quad (5.36)$$

### 5.3.2. Г-образный отвод с углом менее 90°

Считается, что Г-образный отвод может работать как компенсатор (естественная компенсация) при значении угла  $\varphi$  от 90 до 130° (рис. 5.8).

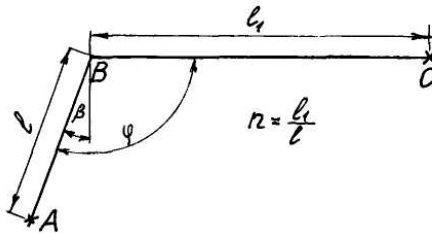


Рис. 5.8. Схема Г-образного отвода с углом  $90^\circ < \varphi < 130^\circ$

Температурное удлинение длинного плеча

$$\Delta l = \alpha \cdot (\tau_1 - t_0) \cdot l_1.$$

Напряжение в точке защемления  $A$  (у неподвижной опоры  $A$ )

$$\sigma = \frac{\Delta l \cdot E \cdot d_e}{l^2} \cdot \frac{1,5}{\cos \beta} \cdot \left( 1 + \frac{1}{n} + \frac{n+3}{n \cdot (n+1)} \cdot \sin \beta \right). \quad (5.37)$$

### 5.3.3. П-образный компенсатор

Компенсирующая способность П-образного компенсатора может быть увеличена вдвое при предварительной растяжке во время монтажа на величину  $\varepsilon$ , равную половине теплового удлинения компенсируемого участка, тогда расчетное тепловое удлинение

$$\Delta l_p = \varepsilon \cdot \Delta l = \alpha \cdot (\tau - t_0) \cdot L.$$

Изгибающие напряжения в т.  $A$  и т.  $B$  (рис. 9.9) определяются по выражениям

$$\sigma_A = \frac{\Delta l \cdot E \cdot d_e}{l^2} \cdot \frac{1,5}{3n_1 + 2 - \frac{n_1 + 1}{n_2 - n_1 + 1}}; \quad (5.38)$$

$$\sigma_B = \frac{\Delta l \cdot E \cdot d_e}{l^2} \cdot \frac{1,5}{\frac{(3n_1 + 2) \cdot (n_2 - n_1 + 1)}{n_1 + 1} - 1}. \quad (5.39)$$

Если  $n_2 > 2n_1$ , то  $\sigma_A > \sigma_B$ , т. е. в реальных П-образных компенсаторах наибольшее напряжение будет в спинке (на расстоянии  $l_1$ ).

При конструктивных расчетах, если известно расстояние между неподвижными опорами, т. е. можно определить температурное удлинение  $\Delta l$ , необходимо определить вылет компенсатора  $l$ , предварительно задавшись длиной спинки  $l_1$ .

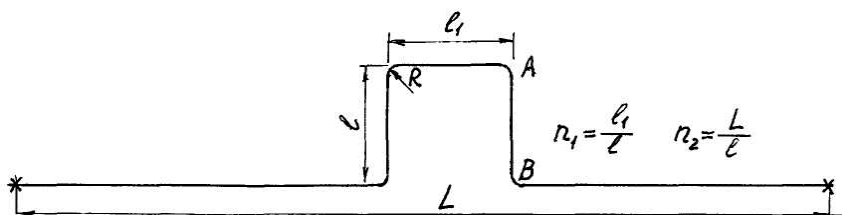


Рис. 5.9. Схема П-образного компенсатора

Из формулы (5.35) находим

$$y = \sqrt{\frac{\Delta l \cdot E \cdot d_e}{[\sigma_{и}]}} \cdot c, \quad (5.40)$$

где значения  $c$  приведены в (5.38) и (5.39).

Расчет П-образного компенсатора также можно проводить по ранее приведенной формуле (5.33):

$$\sigma = \frac{\Delta l \cdot E \cdot d_e \cdot y \cdot m}{2 \cdot \int_0^s \frac{y^2 ds}{k}},$$

где

$$\int_0^s \frac{y^2 ds}{k} = \frac{1}{k} \cdot (3,14Rl^2 - 2,28R^2l + 1,4R^3) + 0,67l^3 + l_1l^2 - 4Rl^2 + 2R^2l - 1,33R^3.$$

В этом выражении  $l$  есть вылет, а  $l_1$  – спинка компенсатора, см. рис. 5.9.

На практике расчет изгибающих напряжений в гнутых компенсаторах и участках естественной компенсации производят по номограммам, составленным для различных параметров и размеров. Также по этим номограммам определяют размеры компенсаторов при конструктивных расчетах, задаваясь допустимым напряжением  $[\sigma]$  и длиной компенсируемого участка.

## **6. ТЕПЛОВАЯ ИЗОЛЯЦИЯ И ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ**

Резкое повышение цен на топливо вынуждает самым серьезным образом заниматься проблемой экономии тепловой энергии во всех сферах ее применения, особенно в тепловых сетях. Здесь одним из способов экономии тепла является тепловая изоляция трубопроводов.

Основным недостатком существующих тепловых сетей является гидрофильность тепловой изоляции. Проникающая в изоляцию вода вызывает увеличение потерь тепла, а также способствует коррозии наружной поверхности труб.

Уменьшение потерь тепла трубопроводами тепловых сетей зависит не только от теплотехнических свойств тепловой изоляции, но и от качества монтажных работ по теплоизоляции, а также от условий эксплуатации тепловых сетей (состав грунтов, наличие и химический состав грунтовых вод, эффективность защиты от проникновения грунтовых вод к теплопроводам и т. д.).

Важным моментом является правильное проектирование тепловой изоляции, выбор теплоизоляционной конструкции и ее тепловой расчет.

### **6.1. Требования, предъявляемые к теплоизоляционным материалам, и их свойства**

Теплоизоляционные материалы и конструкции предназначены для уменьшения потерь тепла трубопроводами и оборудованием тепловых сетей, поддержания заданной температуры теплоносителя, а также недопущения высокой температуры на поверхности теплопроводов и оборудования.

Уменьшение транспортных потерь тепла является главнейшим средством экономии топлива. С учетом сравнительно небольших затрат на теплоизоляцию трубопроводов (5–8 % от капиталовложений в строительство тепловых сетей) очень важным в вопросах сохранения транспортируемого тепла по трубопроводам является их тепловая изоляция высококачественными и эффективными теплоизоляционными материалами.

Теплоизоляционные материалы и конструкции непосредственно контактируют с окружающей средой, характеризующейся колебаниями температуры, влажности, а при подземных прокладках –

агрессивными действиями грунтовых вод по отношению к поверхности труб.

Теплоизоляционные конструкции изготавливают из специальных материалов, главное свойство которых – малая теплопроводность.

В соответствии с [15] для основного слоя теплоизоляционных конструкций для всех видов прокладок, кроме бесканальной, следует применять материалы со средней плотностью не более  $200 \text{ кг/м}^3$  и теплопроводностью не более  $0,06 \text{ Вт/(м}^\circ\text{C)}$  при температуре материала  $25^\circ\text{C}$ . При бесканальной прокладке – соответственно не более  $400 \text{ кг/м}^3$  и  $0,07 \text{ Вт/(м}^\circ\text{C)}$ .

Другим важным свойством теплоизоляционных материалов является их устойчивость к действию температур до  $200^\circ\text{C}$  без потерь своих физических свойств и структуры. Материалы не должны разлагаться с выделением вредных веществ, а также веществ, способствующих коррозии поверхности труб и оборудования (кислоты, щелочи, агрессивные газы, сернистые соединения и т. п.).

Также важными свойствами являются водопоглощение и гидрофобность (водоотталкивание). Увлажнение тепловой изоляции резко повышает ее коэффициент теплопроводности вследствие вытеснения воздуха водой. Кроме того, растворенные в воде кислород и углекислота способствуют коррозии наружной поверхности труб и оборудования.

Воздухопроницание теплоизоляционного материала также необходимо учитывать при проектировании и изготовлении теплоизоляционной конструкции, которая должна обладать соответствующей герметичностью, не допуская проникновения влажного воздуха.

Теплоизоляционные материалы также должны обладать повышенным электросопротивлением, не допуская попадания блуждающих токов к поверхности трубопроводов, особенно при бесканальных прокладках, что вызывает электрокоррозию труб.

Теплоизоляционные материалы должны быть достаточно биостойкими, т. е. не подвергаться гниению, действию грызунов и изменениям структуры и свойств во времени.

Индустриальность в изготовлении теплоизоляционных конструкций является одним из главных характеристик теплоизоляционных материалов. Покрытие трубопроводов тепловой изоляцией по возможности должно осуществляться на заводах механизированным способом. Это существенно уменьшает трудозатраты, сроки

монтажа и повышает качество теплоизоляционной конструкции. Изоляция стыковых соединений, оборудования, ответвлений и запорной арматуры должна производиться ранее заготовленными частями с механизированной сборкой на месте монтажа.

Теплотехнические свойства теплоизоляционных материалов ухудшаются при увеличении их плотности, поэтому минераловатные изделия не следует подвергать чрезмерному уплотнению. Детали крепления тепловой изоляции (бандажи, сетка, проволока, стяжки) должны изготавливаться из агрессивно стойких материалов или с соответствующим покрытием, противостоящим коррозии.

И, наконец, теплоизоляционные материалы и конструкции должны иметь невысокую стоимость, их применение должно быть экономически оправданным.

## **6.2. Теплоизоляционные материалы, изделия и конструкции при надземной и подземной прокладке тепловых сетей в каналах**

### ***6.2.1. Теплоизоляционные материалы***

Одним из основных теплоизоляционных материалов в настоящее время для тепловой изоляции трубопроводов и оборудования тепловых сетей является минеральная вата и изделия из нее. Минеральная вата представляет собой тонковолокнистый материал, получаемый из расплава горных пород, металлургических шлаков или их смеси. В частности, широко применяются базальтовая вата и изделия из нее.

Из минеральной ваты путем уплотнения и добавки синтетических или органических (битум) связующих или прошивки синтетическими нитями изготавливают различные маты, плиты, полуцилиндры, сегменты и шнуры.

Маты минераловатные прошивные изготавливают без обкладок и с обкладками из асбестовой ткани, стеклоткани, стекловолоконного холста, гофрированного или кровельного картона, упаковочной или мешочной бумаги.

В зависимости от плотности различают жесткие, полужесткие и мягкие изделия. Из жестких материалов изготавливают цилиндры с разрезом по образующей, полуцилиндры для изоляции труб малых диаметром (до 250 мм) и сегменты – для труб диаметров более

250 мм. Для изоляции труб больших диаметров применяют маты вертикально-слоистые, наклеенные на покровный материал, а также маты прошивные из минеральной ваты на металлической сетке.

Для теплоизоляции на месте монтажа стыков трубопроводов, а также компенсаторов, запорной арматуры изготавливается шнур теплоизоляционный из минеральной ваты, который представляет собой сетчатую трубку, как правило из стеклоткани, плотно наполненную минеральной ватой. Теплопроводность изделий из минеральной ваты зависит от марки (по плотности) и колеблется в пределах 0,044–0,049 Вт/(м·°С) при температуре 25 °С.

Стекловолоконная вата представляет собой тонковолокнистый материал, получаемый из расплавленной стеклоткани путем непрерывного вытягивания стекловолокна, а также центробежно-фильтродутьевым способом. Из стеклоткани методом формования и склеивания синтетическими смолами изготавливают плиты и маты жесткие, полужесткие и мягкие. Изготавливаются также маты и плиты без связующего, прошитые стеклотканью или синтетической нитью.

Величина коэффициента теплопроводности изделий из стеклоткани также зависит от плотности и колеблется в пределах 0,041–0,074 Вт/(м·°С).

В качестве оберточного и покровного материала широкое применение находят холст стеклотканевый (нетканый рулонный материал на синтетическом связующем) и полотно холстопршивное из отходов стекловолокна, представляющее собой многослойный холст, прошитый стеклотканью.

Все более широкое применение в качестве основного теплоизоляционного слоя находят пенопласты. Пенопласты представляют собой пористые газонаполненные полимерные материалы, технология изготовления которых основана на вспенивании полимеров газами, образующимися в результате химических реакций между отдельными смешиваемыми компонентами. Из пенопластов, допускаемых к применению для изоляции трубопроводов, следует упомянуть фенолформальдегидные пенопласты ФРП-1 и ризопен, изготавливаемые из резольной смолы ФРВ-1А или резольной и вспенивающегося компонента ВАГ-3. Из этого материала изготавливаются цилиндры, полуцилиндры, сегменты, изолированные фасонные части марок ФРП-1 и ризопен. Теплопроводность составляет 0,043–0,046 Вт/(м·°С) при 20 °С.



Наиболее перспективно применение пенополиуретановых материалов, получаемых в результате смешения различных полиэфиров, изоцианатов и вспенивающих добавок.

Нанесение пенопластовой изоляции производится на заводах путем заливки в формы или набрызга на поверхность труб. Изоляция стыков, фасонных частей, арматуры и др. возможно на месте монтажа трубопровода путем заливки в опалубку или в скорлупы жидкой вспененной массы с последующим быстрым твердением пеноизоляции.

В [16, табл. А1] приведены теплоизоляционные материалы, рекомендуемые для применения в Республике Беларусь.

### ***6.2.2. Теплоизоляционные конструкции***

Теплоизоляционные конструкции включают в себя защитное покрытие поверхности труб от коррозии, основной слой изоляции (несколько слоев) и защитное покрытие (покровный слой), предохраняющие основной слой теплоизоляции от механических повреждений, воздействия атмосферных осадков и агрессивных сред. К защитному покрытию относятся также средства и детали крепления покровного слоя и изоляции в целом.

Выбор защитного покрытия поверхности труб от коррозии производится в зависимости от способа прокладки, вида агрессивных воздействий на поверхность и от конструкции тепловой изоляции [17, прил. 5].

Наиболее распространенными являются масляно-битумные покрытия по грунту, а также покрытия изолом или бризолом по изольной мастике.

Весьма эффективным является стеклоэмалевое покрытие, состоящее из смеси кварцевого песка, полевого шпата, глинозема, буры и соды. Для повышения сцепления с металлом в состав вводят оксиды никеля, хрома, меди и другие добавки. Водный густой состав наносится на поверхность трубы, высушивается и оплавляется на поверхности трубы в кольцевом электромагнитном индукторе при температуре около 800 °С. Стыковые соединения труб могут покрываться эмалью при помощи передвижных установок. Недорогим антикоррозийным средством является покрытие краской ЭФАЖС на эпоксидной смоле. Находят применение другие эпоксидные эмали. Для теплопроводов, находящихся в жестких температурно-

влажностных условиях, весьма эффективна металлизация поверхности алюминием газотермическим способом. Алюминиевое покрытие наносится на поверхность трубы при помощи газопламенных или электродуговых аппаратов газовой или воздушной струей. Установка по металлизации алюминием может входить в поточно-механизованную линию по теплоизоляции труб.

Перед нанесением антикоррозионного покрытия поверхность труб зачищается от коррозии и окалины механическими щетками или пескоструйными аппаратами и при необходимости обезжиривается органическими растворителями.

**Полносборные теплоизоляционные конструкции** – наиболее индустриальный вид изоляции – изготавливаются на заводе, с противокоррозионной обработкой труб и креплением покровного слоя поверх основного слоя изоляции. Изоляция стыков фасонных частей, арматуры, компенсаторов и др. производится после монтажа всех элементов участка теплосети из заготовленных на заводе штучных теплоизоляционных изделий.

**Сборные комплектные теплоизоляционные конструкции** представляют собой полный комплектный набор теплоизоляционных изделий, элементов покрытия и крепежных деталей по размерам и диаметрам.

В прил. 4 [17] приведены конструкции теплоизоляционные полносборные и комплектные для тепловых сетей.

**Подвесные теплоизоляционные конструкции** – основной способ теплоизоляции теплопроводов надземной и подземной канальной прокладки, выполняется из изделий минеральной ваты, стекловаты, вулканических изделий, известково-кремниевых и других материалов. В прил. 1 и 2 [17] приведены рекомендуемые материалы для основного слоя изоляции в зависимости от способа прокладки теплосети.

В настоящее время изготовление подвесных теплоизоляционных конструкций, как правило, осуществляется сборкой штучных заготовок с закреплением покровным слоем и деталями крепления. Сборка изоляционных конструкций на объекте монтажа из готовых элементов (сегментов, полос, матов, скорлуп и полуцилиндров) связана с большой затратой ручного труда.

При монтаже теплоизоляции из мягких материалов (плит, матов) при нанесении покровного слоя неизбежно уплотнение материала теплоизо-

ляционного слоя. Это должно учитываться при расчете необходимого количества материала коэффициентом уплотнения [15, табл. Б1].

Для изоляции запорной арматуры применяются съемные конструкции набивной изоляции в виде тюфяков, заполненных минеральной или стеклянной ватой, перлитом и другим теплоизоляционным материалом. Оболочка тюфяков изготавливается из стеклоткани.

Покровный слой при надземной прокладке на открытом воздухе, как правило, выполняет функции защитного покрытия от проникновения атмосферной влаги. Используются фольгоизол, фольгурубероид, армопластмассовые материалы, стеклотекстолит, стеклопластик, сталь листовая углеродистая и листовая оцинкованная, ленты и фольга из алюминиевых сплавов [17, прил. 6 и 7].

При прокладке в непроходных каналах используют более дешевые армопластмассовые материалы: стеклотекстолит, стеклопластик, стеклорубероид, рубероид. В тоннелях допускается также применять фольгоизол, фольгурубероид и алюминиевую фольгу дублированную.

При выборе материала для защитного покрытия в зависимости от способа прокладки теплопроводов следует руководствоваться нормами [16].

Крепление покровного слоя из листового металла производят самонарезающимися винтами, планками или бандажами из упаковочной ленты или лентами из алюминиевого сплава. Оболочки из стеклопластика, фольги и других материалов крепят бандажами из алюминиевой или упаковочной ленты, оцинкованной стальной ленты и проволоки. Покрытие из кровельной стали окрашивают атмосферостойкими красками.

На рис. 6.1 приведен пример теплоизоляции трубопровода минераловатными матами.

**Оберточные конструкции** выполняют из прошивных матов или из мягких плит на синтетической связке, которые сшивают поперечными и продольными швами. Покровный слой крепится аналогично, как и в подвесной изоляции.

Оберточные конструкции в виде теплоизоляционных жгутов из минеральной или стеклянной ваты после наложения их на поверхность также покрывают защитным слоем. Изолируют стыки, фасонные части, арматуру.

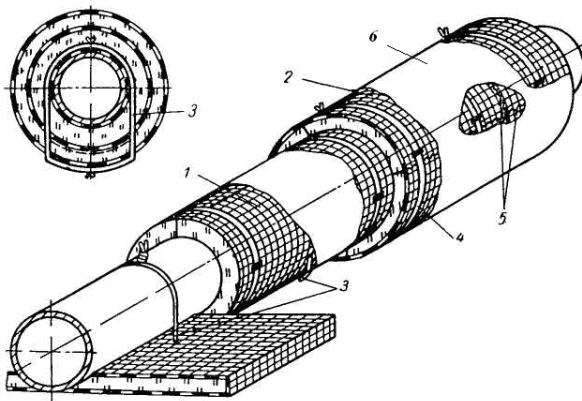


Рис. 6.1. Тепловая изоляция трубопроводов минераловатными матами на подвесках:  
 1, 2 – маты; 3 – подвеска; 4 – бандаж;  
 5 – сшивка; 6 – покровный слой

**Мастичная изоляция** применяется для теплоизоляции на месте монтажа арматуры и оборудования. Применяют порошкообразные материалы: асбест, асбозурт, совелит. Замешенная на воде масса вручную накладывается на предварительно нагретую изолируемую поверхность. Применяется мастичная изоляция редко, как правило, при ремонтных работах.

### ***6.2.3. Теплоизоляционные материалы и конструкции бесканальных прокладок***

Применение бесканальных прокладок привлекает более простой конструкцией и меньшей стоимостью по сравнению с прокладкой в каналах, однако в этом случае требуется более тщательная гидроизоляция поверхности теплопровода вплоть до помещения изолированной трубы в герметичную оболочку. Следует различать конструкции бесканальных прокладок: засыпные, монолитные (литые) и прокладки в предварительно изолированных трубах с герметичными защитными оболочками.

**Засыпные конструкции** характеризуются тем, что смонтированные трубопроводы с антикоррозийным покрытием, уложенные в

траншею, засыпаются теплоизоляционной массой. В качестве засыпок используют керамзитовый гравий, перлит, асфальтоизол. Последний характеризуется тем, что при разогреве трубы теплоносителем вокруг поверхности трубы создается тройной слой: оплавившийся материал, который обволакивает поверхность трубы, являясь антикоррозионным слоем; далее идет пористая спекшаяся масса, являющаяся теплоизоляционным слоем, и пескогравиеобразный периферийный слой засыпки, не изменяющий своих свойств (рис. 6.2). При эксплуатации увлажняется в основном наружный слой и к поверхности трубы влага не проникает. Перемещение трубопровода вследствие температурного удлинения происходит в вязком расплавленном слое. Теплопроводность асфальтоизола колеблется от 0,085 Вт/(м °С) в сухом состоянии до 0,2 Вт/(м °С) – в увлажненном.

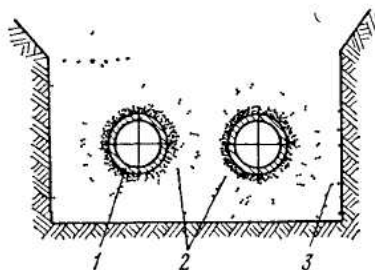


Рис. 6.2. Тепловая изоляция из самоспекающегося порошка (асфальтоизол):  
1 – плотный слой; 2 – пористый слой; 3 – порошкообразный слой

Для приготовления засыпки в виде асфальтоизола могут применяться отходы от переработки нефти.

Засыпную теплоизоляцию из керамзита и перлита рекомендуется применять при сухих и маловлажных грунтах с низким уровнем грунтовых вод. Для защиты от поверхностных вод обсыпку рекомендуется покрывать полиэтиленовой пленкой, изолом, рубероидом и другими рулонными материалами.

Находит применение засыпка гидрофобизированным мелом. Перед обработкой в шаровой мельнице мел смешивается с гидрофобизатором.

Засыпка мела производится в инвентарную опалубку, в которую предварительно укладывается полиэтиленовая пленка. После об-

сыпки трубопровода и уплотнения пленкой внахлест укрывают изолированный трубопровод. Коэффициент теплопроводности гидрофобизированного мела в среднем  $0,086 \text{ Вт/(м}^\circ\text{С)}$ .

**Монолитные теплоизоляционные конструкции** получили самое широкое распространение.

Примером такой конструкции является армопенобетонная оболочка, разработанная в Ленинграде и широко применяемая с 1948 г. Ее изготовление и покрытие труб производятся индустриальным способом на специализированных заводах. Армирование, заливка пенобетоном в формы и автоклавная обработка производится на поточной линии. В бетон добавляют пенообразователь (столярный клей, канифоль и кальцинированная сода). Гидрозащитное покрытие выполняется в виде трех слоев бризола на битумно-резиновой мастике. Защитный слой – асбестоцементная штукатурка по проволочной сетке. В других случаях защитный слой выполняется из двух-трех слоев стеклоткани по битумно-резиновой мастике (рис. 6.3).

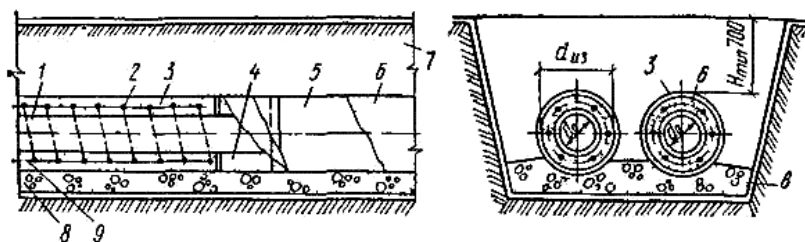


Рис. 6.3. Прокладки трубопроводов в изоляции из монолитного армопенобетона:

- 1 – трубопровод; 2 – спиральная арматура; 3 – армопенобетон;
- 4 – полуцилиндр для изоляции мест стыков; 5 – гидроизоляционный слой;
- 6 – штукатурный слой; 7 – грунт; 8 – гравийная подготовка;
- 9 – стержневая арматура

Тепловое удлинение труб в изоляции из армопенобетона происходит вместе с изоляцией.

Стыки труб изолируют по месту монтажа скорлупами или сегментами из пенобетона, фенольного поропласта или газобетона.

Теплопроводность пенобетона составляет  $0,093\text{--}0,116 \text{ Вт/(м}^\circ\text{С)}$ .

Высокая индустриальность изготовления изоляции в монолитной оболочке из армопенобетона явилась результатом широкого внедрения этого метода строительства бесканальных теплопроводов.

Другим широко распространенным способом индустриального строительства тепловых сетей являются бесканальные прокладки в битумоперлитной оболочке. Изготовление битумоперлитной смеси, нанесение на поверхность трубы, уплотнение и покрытие рулонным материалом осуществляются на поточной линии.

Вследствие малого сцепления битумоперлита с поверхностью трубы тепловые удлинения происходят внутри изоляции.

При этом способе изоляции необходимо осуществлять усиленное антикоррозийное покрытие труб с учетом возможности проникновения влаги к поверхности труб через изоляцию. Невысокая стоимость изоляционной конструкции и индустриальность ее изготовления явились следствием широкого применения битумоперлитной теплоизоляции.

Теплопроводность материала также зависит от плотности и колеблется в пределах 0,08–0,15 Вт/(м °С).

Разработано и применяется большое количество материалов для монолитной теплоизоляции при бесканальных прокладках: пенобетон, пенополимербетон, перлитобетон, керамзитобетон, асфальто-керамзитобетон, газосиликат, пеностекло и др.

**Пенопласты.** Применение пенопластов для тепловой изоляции трубопроводов теплосетей сдерживалось вследствие их низкой теплоустойчивости и высокого водопоглощения. Разработаны и применяются композиционные полимерные органические материалы с различными добавками, значительно улучшающими их тепло-технические качества.

Например, ЛенЗНИИЭП предложил фенольный поропласт ФЛ на основе фенолформальдегидной смолы, керосинового контакта Петрова, мочевины, поверхностно-активного вещества ОП-7, алюминиевого порошка и ортофосфорной кислоты. Однако из-за высокого водопоглощения требуется хорошая гидроизоляция поверхности труб. Разработанная технология механизированного покрытия труб изоляционным и гидроизоляционным слоем позволяет достичь высокой степени индустриализации строительства теплосетей. Благодаря высокой адгезии поропласта с поверхностью трубы тепловые удлинения происходят совместно с изоляцией.

ВНИПИЭнергопромом разработано производство теплопроводов в изоляции из пенополимербетона (ППБИ) методом формования и напыления. ППБИ представляет собой новый вид теплогидроизоляции на основе химических органических продуктов и минеральных наполнителей и предназначается для изоляции бесканально проложенных теплопроводов с температурой теплоносителя до 150 °С.

Конструкция изоляции монолитная трехслойная: антикоррозионный слой плотностью 800–1000 кг/м<sup>3</sup>, средний теплоизоляционный плотностью 200–300 кг/м<sup>3</sup>,  $\lambda = 0,07$  Вт/(м °С) (толщина определяется расчетом) и наружный гидрозащитный слой высокой прочности. Все три слоя образуются одновременно при формовании за один цикл.

Высокая индустриальность изготовления конструкции позволяет вести монтаж трубопроводов «с колес».

В последнее время получили широкое развитие бесканальные прокладки с применением предварительно изолированных труб в заводских условиях по типу «труба в трубе», т. е. в полиэтиленовую трубу-оболочку соосно помещают стальную трубу, кольцевое пространство заполняют пеноизоляцией с достаточно низким коэффициентом теплопроводности (пенополиуретан). Разработанные герметичные конструкции предизолированных труб предохраняют изоляцию и поверхность трубы от проникновения почвенной влаги. Таким образом, поверхность трубы надежно защищена от наружной коррозии (см. рис. 2.12, раздел 2.5).

### **6.3. Тепловой расчет изоляции**

#### ***6.3.1. Основные расчетные зависимости***

В задачу теплового расчета изоляции входит:

- а) определение требуемой толщины основного слоя изоляционной конструкции по заданным (нормированным) теплотерям;
- б) определение потерь тепла теплопроводом при известной конструкции тепловой изоляции и толщине ее основного слоя;
- в) расчет температур на поверхности теплоизоляционной конструкции и воздуха в канале;
- г) расчет температурного поля грунта вокруг теплопровода;
- д) определение падения температуры теплоносителя по длине теплопровода;



е) расчет экономической толщины основного слоя изоляционной конструкции.

Тепловой расчет изоляции может вестись:

- а) по нормированной плотности теплового потока через изолированную поверхность теплопровода (нормированные теплопотери);
- б) заданной величине понижения температуры пара (паропроводы);
- в) заданному количеству конденсата в паропроводах;
- г) заданной температуре на поверхности изоляции.

Исходными данными при тепловых расчетах являются температура теплоносителя, теплофизические характеристики слоев теплоизоляционной конструкции, грунта и канала при подземной прокладке, температура окружающей среды (грунта, воздуха).

Уравнение для определения потерь тепла, Вт:

$$\Delta Q = \frac{\tau - t_0}{\sum R} l \beta. \quad (6.1)$$

В этой формуле  $\beta$  – коэффициент, учитывающий дополнительные потери тепла изолированными опорами, арматурой, фасонными частями, компенсаторами. Величину  $\beta$  следует принимать:

при бесканальной прокладке в предизолированных трубах  $\beta = 1,00$ ;

при надземной прокладке, а также подземной в тоннелях и каналах  $\beta = 1,2$  для трубопроводов условным проходом до 150 мм и  $\beta = 1,15$  для трубопроводов условным проходом более 150 мм [16, табл. 1].

Длина теплопровода  $l$ , м, принимается по генплану как расчетная длина участка. При наличии П-образных компенсаторов при расчете значения  $l$  следует учитывать реальную длину теплопровода с учетом вылетов компенсаторов.

За расчетную температуру теплоносителя  $\tau$ , °С, следует принимать:

- для водяных сетей – среднегодовую температуру сетевой воды;
- паровых сетей – среднюю по длине паропровода максимальную температуру пара;
- конденсатопроводов и сетей горячего водоснабжения – максимальную температуру конденсата или горячей воды.

Среднегодовая температура сетевой воды определяется по выражению

$$\tau_{\text{пд.гдд}} = \frac{\tau_1 n_1 + \tau_2 n_2 + \dots + \tau_{12} n_{12}}{n_1 + n_2 + \dots + n_{12}}, \quad (6.2)$$

где  $\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_{12}$  – средние температуры сетевой воды по месяцам года, определяемые по графику центрального качественного регулирования в зависимости от среднемесячных температур наружного воздуха;

$n_1, n_2, \dots, n_{12}$  – продолжительность в часах каждого месяца.

За расчетную температуру  $t_0$ , °С, окружающей среды необходимо принимать:

– в тоннелях – 40 °С;

– при прокладке теплопроводов в помещениях – согласно техническому заданию на проектирование, а при отсутствии данных – 20 °С;

– надземной прокладке – среднегодовую температуру наружного воздуха для сетей, работающих в течение года. Для сетей, работающих в отопительный период, – среднюю температуру наружного воздуха за отопительный период;

– подземной прокладке в каналах или бесканально – среднегодовую температуру грунта на глубине заложения оси трубопроводов.

$\Sigma R$  является суммарным термическим сопротивлением, (м °С)/Вт, на пути потока тепла от теплоносителя в канал или окружающую среду. Например, при канальной прокладке полное термическое сопротивление потоку тепла от теплоносителя в окружающую среду (грунт) выражается в виде

$$\Sigma R = R_{\text{вн}} + R_{\text{тр}} + R_{\text{из}} + R_{\text{п.с.}} + R_{\text{п}} + R_{\text{п.к.}} + R_{\text{к}} + R_{\text{гр}}, \quad (6.3)$$

где  $R_{\text{вн}} + R_{\text{тр}} + R_{\text{из}} + R_{\text{п.с.}} + R_{\text{п}}$  – суммарное термическое сопротивление потоку тепла от теплоносителя к воздуху в канале;

$R_{\text{п.к.}} + R_{\text{к}} + R_{\text{гр}}$  – суммарное термическое сопротивление потоку тепла от воздуха в канале в окружающий грунт.

В практических расчетах термическими сопротивлениями на внутренней поверхности трубы  $R_{\text{вн}}$  и стенки трубы  $R_{\text{тр}}$  пренебрегают вследствие малости значений этих величин.

Термические сопротивления слоев изоляции  $R_{из}$ , покровного слоя  $R_{пс}$ , стенок канала  $R_k$  определяют по уравнению Фурье:

$$R = \frac{1}{2\pi\lambda} \ln \frac{d_n}{d_b}, \quad (6.4)$$

где  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности слоя изоляции, покровного слоя или стенки канала, Вт/м °С, определяется по прил. 1, 2 и 3 [17] или [16, прил. А].

При бесканальной прокладке коэффициент теплопроводности основного слоя теплоизоляционной конструкции  $\lambda_{из}$  определяется по формуле

$$\lambda_{из} = \lambda \cdot K_y, \quad (6.5)$$

где  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности сухого материала основного слоя, Вт/м °С;

$K_y$  – поправочный коэффициент, учитывающий увеличение теплопроводности от увлажнения [15, табл. 13]. Для бесканальной прокладки с ПИ-трубами  $K_y = 1$ .

В формуле (6.4)  $d_b$  и  $d_n$  – соответственно внутренний и наружный диаметры слоя изоляции и покровного слоя. Для канала с геометрической формой, отличающейся от цилиндрической, внутренний и наружный диаметры заменяют эквивалентными величинами, м:

$$d_{\dot{y}} = \frac{4F}{P}, \quad (6.6)$$

где  $F$  – площадь поперечного сечения канала по внутреннему или наружному обмеру, м<sup>2</sup>;

$P$  – периметр канала по внутреннему или наружному обмеру, м.

Термические сопротивления на поверхностях покровного слоя изоляции  $R_{п}$  и канала  $R_{пк}$  определяются по формуле

$$R_{п} (R_{п.к.}) = \frac{1}{\pi d_{п} \alpha}, \quad (6.7)$$

где  $d_n$  – диаметр поверхности изоляционной конструкции трубопровода или эквивалентный диаметр канала, м;

$\alpha$  – коэффициент теплоотдачи на поверхности теплоизоляционной конструкции или канала, Вт/м<sup>2</sup>°С, может определяться как сумма

$$\alpha = \alpha_{л} + \alpha_{к} .$$

Коэффициент теплоотдачи излучением

$$\alpha_{л} = C \frac{\left(\frac{t_n + 273}{100}\right)^4 - \left(\frac{t_o + 273}{100}\right)^4}{t_n - t_o}, \quad (6.8)$$

где  $C$  – коэффициент излучения,  $C = 4,4-5,5$  Вт/(м<sup>2</sup> К<sup>4</sup>);

$t_n$  – температура излучающей поверхности, °С;

$t_o$  – температура окружающей среды (воздуха в канале  $t_k$ , внутреннего воздуха в помещении  $t_b$  или наружного воздуха  $t_n$ , °С).

Коэффициент теплоотдачи конвекцией  $\alpha_k$ , Вт/(м<sup>2</sup> °С), следует определять:

а) при вынужденной конвекции или ветре со скоростью более 1 м/с и диаметре трубопровода более 0,3 м

$$\alpha_k = 4,65 \frac{w^{0,7}}{d_n^{0,3}}; \quad (6.9)$$

б) при естественной конвекции

$$\alpha_k = 1,16 \cdot 4 \sqrt{\frac{t_n - t_o}{d_n}}. \quad (6.10)$$

Коэффициент теплоотдачи на поверхности теплоизоляционной конструкции при практических расчетах допускается определять по приближенным выражениям:

для теплопроводов в закрытых помещениях и каналах с температурой на поверхности изоляции до 150 °С

$$\alpha = 10,3 + 0,052 \cdot (t_{\text{н}} - t_0); \quad (6.11)$$

для теплопроводов на открытом воздухе

$$\alpha = 11,6 + 7 \cdot \sqrt{w}, \quad (6.12)$$

где  $w$  – скорость движения воздуха, м/с.

Допускается принимать величину  $\alpha$  по [16, табл. 2], т. к. ошибка при определении коэффициента теплоотдачи в 100 % приводит к ошибке в определении теплопотерь порядка 3–5 %.

Термическое сопротивление грунта определяется по формуле Форхгеймера:

$$R_{\text{гр}} = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{гр}}} \ln \left[ \frac{2h}{d_{\text{н}}} + \sqrt{\left(\frac{2h}{d_{\text{н}}}\right)^2 - 1} \right], \quad (6.13)$$

где  $\lambda_{\text{гр}}$  – коэффициент теплопроводности грунта, зависящий от типа грунта и его влажности, принимается по [16, табл. 4];

$h$  – глубина заложения оси трубопровода, м;

$d_{\text{н}}$  – наружный диаметр поверхности теплопровода или эквивалентный диаметр канала, находящегося в соприкосновении с грунтом, м.

При отношении  $h/d_{\text{н}} > 2$  термическое сопротивление грунта может определяться по приближенному выражению

$$R_{\text{гр}} = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{гр}}} \ln \frac{4h}{d_{\text{н}}}. \quad (6.14)$$

При глубине заложения теплопровода  $h \leq 0,7$  м температурное поле грунта и температура на поверхности грунта находятся под влиянием температуры наружного воздуха. В этом случае при расчете теплопотерь за температуру окружающей среды следует принимать среднегодовую температуру наружного воздуха  $t_0 = t_{\text{н}}^{\text{сп.год}}$ , а в формулах (6.13) и (6.14) принимается приведенная глубина заложения

$$h_{\text{пр}} = h + h_3, \quad (6.15)$$

где  $h_3$  – эквивалентная глубина заложения трубопровода:

$$h_3 = \lambda_{\text{гр}}/\alpha, \text{ м};$$

$\alpha$  есть коэффициент теплоотдачи на поверхности грунта:  $\alpha = 2\text{--}10 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \text{ } ^\circ\text{C})$ .

Температура на поверхности теплоизоляционной конструкции рассчитывается из уравнения теплового баланса, т. е. тепловой поток от теплоносителя к поверхности теплопровода равен тепловому потоку от поверхности в окружающую среду. Принимая  $R = R_{\text{из}} + R_{\text{п.с}}$ , получаем

$$\frac{\tau - t_{\text{п}}}{R} = \frac{t_{\text{п}} - t_0}{R_{\text{п}}}.$$

Решая уравнение относительно  $t_{\text{п}}$ , находим

$$t_{\text{п}} = \frac{\tau R_{\text{п}} + t_0 R}{R_{\text{п}} + R}. \quad (6.16)$$

Температура на поверхности теплоизоляционной конструкции трубопроводов, арматуры и оборудования, расположенных в производственных помещениях, тепловых пунктах и подвалах зданий, должна быть:

не более  $45 \text{ } ^\circ\text{C}$  – для трубопроводов тепловых сетей с температурой теплоносителя более  $100 \text{ } ^\circ\text{C}$ ;

не более  $35 \text{ } ^\circ\text{C}$  – для трубопроводов с температурой теплоносителя  $100 \text{ } ^\circ\text{C}$  и менее.

При прокладках надземной и в тоннелях, в камерах и других местах, в рабочей или обслуживаемой зоне температура на поверхности теплоизоляционной конструкции не должна превышать  $60 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

При нормируемой линейной плотности теплового потока через поверхность изоляции  $l$  м теплопровода  $q_{\text{н}}$ , Вт/м, толщина основного слоя теплоизоляционной конструкции определяется по выражениям

$$\delta_{\text{из}} = \frac{d_{\text{н}}}{2} \cdot (B - 1), \quad (6.17)$$

$$\ln B = 2\pi\lambda_{\text{из}} \left[ \sum R - \frac{1}{\alpha_{\text{п}} \pi \cdot (d_{\text{н}} + 0,1)} \right], \quad (6.18)$$

где  $B = \frac{d_{\text{п}}}{d_{\text{н}}}$  – отношение наружного диаметра изоляционного слоя к наружному диаметру трубы;

$\sum R$  – сопротивление теплопередачи от теплоносителя в окружающую среду 1 м длины теплопровода, (м °С)/Вт:

$$\sum R = \frac{\tau_{\text{ср}} - t_{\text{о}}}{q_{\text{н}}}.$$

Толщина теплоизоляционного слоя, обеспечивающая заданную температуру на поверхности изоляции, определяется по формуле (6.17), причем  $B$  необходимо находить из выражения

$$B \ln B = \frac{2\lambda_{\text{из}} (\tau_{\text{ср}} - t_{\text{н}})}{\alpha d_{\text{н}} (t_{\text{п}} - t_{\text{о}})}. \quad (6.19)$$

Величину линейной нормируемой плотности теплового потока принимать по [15, табл. 2–12].

Толщину основного слоя теплоизоляционной конструкции допускается определять по упрощенной формуле

$$\delta_{\text{эс}} = \frac{e^{2\pi\lambda_{\text{эс}} \sum R} - 1}{2} d_1. \quad (6.20)$$

Термическое сопротивление изоляционной конструкции  $\sum R$  определяется также исходя из нормированной плотности теплового потока  $q_{\text{н}}$ :

$$\sum R = \frac{\tau_{\text{сп}} - t_o}{q_{\text{н}}}.$$

Расчетную толщину теплоизоляции из волокнистых материалов и изделий следует округлять до значений, приведенных в таблице прил. В, Г и Д [16].

Для теплоизоляционных конструкций из уплотняющихся материалов предусматривается уплотнение основного слоя до расчетных значений, определяемых с учетом коэффициента уплотнения [15, прил. Б].

В случае, если по расчету толщина изоляции больше предельного значения, рекомендуемого [16, прил. В, Г и Д], следует применять более эффективный материал.

При бесканальной прокладке предельная толщина теплоизоляционной конструкции не нормируется.

### **6.3.2. Расчет теплопроводов надземной прокладки**

При надземной прокладке на открытом воздухе или в производственных помещениях вследствие интенсивного движения воздуха у теплопроводов нет заметного влияния тепловых потоков от соседних теплопроводов.

Суммарное термическое сопротивление теплопровода равно

$$\sum R = R_{\text{из}} + R_{\text{п.с.}} + R_{\text{п}}.$$

Удельные потери тепла от изолированного теплопровода, Вт:

$$q_{\text{из}} = \frac{\tau - t_o}{\sum R} = \frac{\tau - t_o}{\frac{1}{2\pi\lambda_{\text{из}}} \ln \frac{d_{\text{н.из}}}{d_{\text{н}}} + \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{п.с.}}} \ln \frac{d_{\text{н.п.с.}}}{d_{\text{н.из}}} + \frac{1}{\pi d_{\text{н.п.с.}} \alpha}}, \quad (6.21)$$

где  $d_{\text{н}}$ ,  $d_{\text{н.из}}$ ,  $d_{\text{н.п.с.}}$  – соответственно наружные диаметры трубы, основного слоя изоляции и покровного слоя, м.

Удельные потери теплоты от неизолированного теплопровода, Вт:



$$q_{\text{неиз}} = \frac{\tau - t_0}{\sum R_{\text{неиз}}}. \quad (6.22)$$

Эффективность тепловой изоляции

$$\eta = \frac{q_{\text{неиз}} - q_{\text{из}}}{q_{\text{неиз}}}. \quad (6.23)$$

### 6.3.3. Тепловой расчет изоляции при канальной прокладке

При совместной прокладке двух теплопроводов в канале тепловой поток от одного теплопровода оказывает влияние на тепловой поток соседнего теплопровода, что сказывается на температуре воздуха в канале. При установившемся тепловом потоке от канала в грунт, т. е. при достижении стационарного режима, количество тепла, отдаваемого обоими теплопроводами в канал, будет равно количеству тепла, отдаваемого каналом в грунт. Уравнение теплового баланса запишем в следующем виде:

$$\frac{\tau_1 - t_{\text{к}}}{R_1} + \frac{\tau_2 - t_{\text{к}}}{R_2} = \frac{t_{\text{к}} - t_0}{R_0}. \quad (6.24)$$

Решив уравнение (6.24) относительно температуры воздуха в канале  $t_{\text{к}}$ , получим

$$t_{\text{к}} = \frac{\tau_1/R_1 + \tau_2/R_2 + \tau_0/R_0}{1/R_1 + 1/R_2 + 1/R_0}, \quad (6.25)$$

где  $R_1$  и  $R_2$  – термические сопротивления потоку тепла от теплоносителя к воздуху канала для каждого теплопровода, (м °С)/Вт;

$R_0$  – термическое сопротивление потоку тепла от воздуха в канале в окружающий грунт, равное сумме термических сопротивлений на поверхности канала  $R_{\text{п.к}}$ , стенки канала  $R_{\text{к}}$  и грунта  $R_{\text{гр}}$ :

$$R_0 = R_{\text{п.к}} + R_{\text{к}} + R_{\text{гр}}.$$

При прокладке каждого теплопровода в отдельном канале в нем устанавливается температура воздуха, соответствующая потоку тепла от трубопровода. Уравнение (6.24) будет иметь вид

$$\frac{\tau - t_k}{R} = \frac{t_k - t_0}{R_0}, \quad (6.26)$$

и соответственно температура воздуха в канале будет

$$t_k = \frac{\tau/R + \tau_0/R_0}{1/R + 1/R_0}. \quad (6.27)$$

При двухтрубной тепловой сети с прокладкой каждого трубопровода в отдельном канале для более точного теплового расчета необходимо учитывать взаимное влияние тепловых потоков от теплопроводов в грунт.

Дополнительные термические сопротивления, учитывающие взаимное влияние, определяются как  $\psi_1 R_{1;2}$  и  $\psi_2 R_{1;2}$ :

$$\psi_1 = \frac{(\tau_2 - t_0)R_{п.1} - (\tau_1 - t_0)R_{1;2}}{(\tau_1 - t_0)R_{п.2} - (\tau_2 - t_0)R_{1;2}}, \quad (6.28)$$

$$\psi_2 = \frac{(\tau_1 - t_0)R_{п.2} - (\tau_2 - t_0)R_{1;2}}{(\tau_2 - t_0)R_{п.1} - (\tau_1 - t_0)R_{1;2}} \quad (6.29)$$

или  $\psi_2 = 1/\psi_1$ .

В этих выражениях

$R_{п.1} = R_1 + R_0 = R_{из1} + R_{п.с} + R_{п.} + R_{п.к} + R_k + R_{гр}$  – для подающей трубы;

$R_{п.2} = R_2 + R_0 = R_{из2} + R_{п.с} + R_{п.} + R_{п.к} + R_k + R_{гр}$  – для обратной трубы.

$R_{1;2}$  – термическое сопротивление взаимного влияния тепловых потоков трубопроводов в зависимости от глубины заложения оси теплопроводов  $h$  и расстояния между осями по горизонтали  $b$  (рис. 6.4):

$$R_{1;2} = \frac{1}{2\pi\lambda_{гр}} \ln \sqrt{\left(\frac{2h}{b}\right)^2 + 1}. \quad (6.30)$$

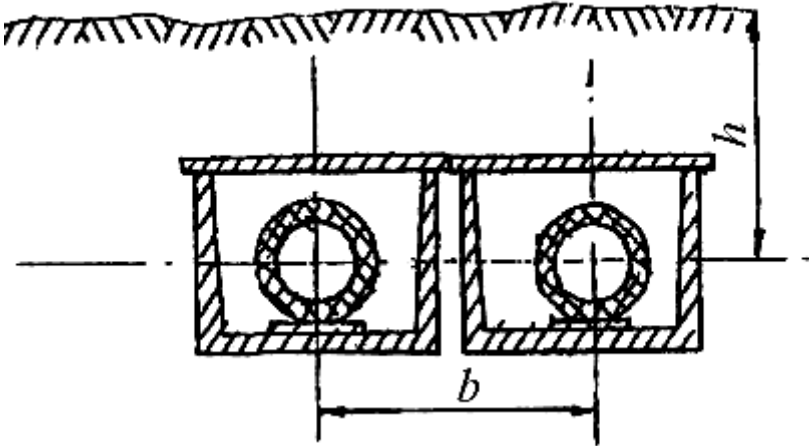


Рис. 6.4. Пример прокладки каждого теплопровода в отдельном канале

Полные термические сопротивления для подающего и обратного теплопроводов с учетом взаимного влияния

$$\sum R_1 = R_{i,1} + \psi_1 R_{1;2};$$

$$\sum R_2 = R_{i,2} + \psi_2 R_{1;2}.$$

#### **6.3.4. Тепловой расчет изоляции при бесканальной прокладке**

При бесканальной прокладке необходимо учитывать возможные увлажнения изоляционной конструкции. Значения поправочных коэффициентов приводятся в [15, табл. 13] или [17, табл. 9, прил. 9]. Исключения составляют герметичные прокладки в оболочке из полиэтиленовых труб с пенополиуретановой изоляцией.

При бесканальной прокладке в грунте вокруг каждой трубы создается температурное поле, в которое попадает соседняя труба, т. е. имеет место взаимное влияние тепловых потоков. Это учитыва-

ется введением дополнительного термического сопротивления, определяемого по выражению (6.30).

На основе формул для определения термических сопротивлений и при разностях температур сетевой воды и грунта для подающего и обратного трубопровода, равных  $\Delta\tau_1 = \tau_{\text{ср.1}} - t_0$  и  $\Delta\tau_2 = \tau_{\text{ср.2}} - t_0$ , получены выражения для определения удельных потерь тепла:

$$q_1 = \frac{\Delta\tau_1 \cdot R_2 - \Delta\tau_2 \cdot R_{1;2}}{R_1 \cdot R_2 - R_{1;2}^2}, \quad (6.31)$$

$$q_2 = \frac{\Delta\tau_2 \cdot R_1 - \Delta\tau_1 \cdot R_{1;2}}{R_1 \cdot R_2 - R_{1;2}^2}. \quad (6.32)$$

В этих выражениях

$R_1$  и  $R_2$  – суммарные термические сопротивления изоляции и грунта соответственно для подающего и обратного трубопроводов;

$R_{1;2}$  – термическое сопротивление, учитывающее взаимное влияние тепловых потоков, (м °С)/Вт, определяемое по выражению (6.30).

### ***6.3.5. Определение толщины изоляции по температуре на поверхности***

По заданной температуре на поверхности изоляционной конструкции толщина основного слоя изоляции определяется не по требованиям экономии тепла, а из условий предохранения обслуживающего персонала и людей, находящихся возле теплопроводов, от ожогов при соприкосновении с поверхностью, а также от уменьшения общих тепловыделений в производственных помещениях.

Температура поверхности изоляции, не вызывающая ожогов от соприкосновения с поверхностью, составляет примерно 55 °С при металлическом покрытии и 65 °С при других покровных материалах.

Нормами [15] ограничивается температура на поверхности теплоизоляционной конструкции трубопроводов, арматуры и оборудования в производственных помещениях (в том числе и в тепловых пунктах) до 45 °С для трубопроводов с температурой теплоносителя более 100 °С и 35 °С – для трубопроводов с температурой 100 °С и менее.

При прокладке надземной, в тоннелях, камерах и других местах, доступных для обслуживания, температура на поверхности теплоизоляционной конструкции не должна превышать 60 °С.

Для трубопроводов толщина слоя изоляции может определяться по формуле

$$\frac{d_{\text{из}}}{d_{\text{н}}} \ln \frac{d_{\text{из}}}{d_{\text{н}}} = \frac{2\lambda_{\text{из}}(\tau_{\text{мак}} - t_{\text{п}})}{\alpha d_{\text{н}}(t_{\text{п}} - t_{\text{о}})}, \quad (6.33)$$

где  $\tau_{\text{мак}}$  – максимальная (расчетная) температура теплоносителя, °С.

После определения по таблице [17, прил. 19] значения функции  $x \cdot \ln x$  толщина изоляции определяется по формуле (6.17).

### **6.3.6. Определение температурного поля грунта вокруг теплопроводов подземной прокладки**

Температуру в любой точке грунта вокруг однострубногo бесканально проложенного теплопровода рассчитываем по формуле

$$t = t_0 + \frac{q}{2\pi\lambda_{\text{гр}}} \ln \sqrt{\frac{x^2 + (y+h)^2}{x^2 + (y-h)^2}}, \quad (6.34)$$

где  $x$  – расстояние по горизонтали от оси трубопровода до рассматриваемой точки, м;

$y$  – расстояние по вертикали от рассматриваемой точки до поверхности грунта, м;

$h$  – глубина заложения оси трубопровода, м.

Температуру в любой точке грунта вокруг двухтрубногo теплопровода бесканальной прокладки определяют по выражению

$$t = t_0 + \frac{q_1}{2\pi\lambda_{\text{гр}}} \ln \sqrt{\frac{x^2 + (y+h)^2}{x^2 + (y-h)^2}} + \frac{q_2}{2\pi\lambda_{\text{гр}}} \ln \sqrt{\frac{(x-b)^2 + (y+h)^2}{(x-b)^2 + (y-h)^2}}, \quad (6.35)$$

где  $q_1$  и  $q_2$  – соответственно удельные тепловые потоки от подающего и обратного теплопроводов в грунте, Вт/м;

$x$  и  $y$  – расстояние рассматриваемой точки от оси подающего трубопровода и от поверхности грунта, м;

$b$  – расстояние между осями теплопроводов, м.

По выражению (6.35) также можно производить расчет температурного поля при канальной прокладке, при этом за температуру теплоносителя следует принимать температуру воздуха в канале, а за термическое сопротивление – сумму термических сопротивлений на поверхности канала, стенки канала и грунта.

При определении температуры грунта в температурном поле подземных теплопроводов температуру теплоносителя следует принимать:

для водяных тепловых сетей – по графику температур при среднемесячной температуре наружного воздуха расчетного месяца;

паропроводов – максимальную температуру пара в рассматриваемом сечении паропровода (с учетом падения температуры пара по длине паропровода);

конденсатопроводов и сетей горячего водоснабжения – максимальную температуру конденсата и горячей воды.

Возможно также определение температур в грунте и на поверхности земли при других температурах теплоносителя и наружного воздуха.

### **6.3.7. Падение температуры теплоносителя по длине изолированного теплопровода**

*При транспорте воды.*

Температуру воды в конце рассматриваемого участка  $\tau_k$  определяют из уравнения теплового баланса

$$\sum Q_{\text{п}} = ql\beta = Gc(\tau_{\text{н}} - \tau_{\text{к}}), \quad (6.36)$$

откуда

$$\tau_{\text{к}} = \tau_{\text{н}} - \frac{ql\beta}{Gc}. \quad (6.37)$$

В этом выражении

$\tau_{\text{н}}$  – температура сетевой воды в начале участка, °С;

$G$  – расход воды, кг/с;  
 $c$  – удельная теплоемкость, Дж/(кг °С).

При транспорте перегретого пара (рис. 6.5).

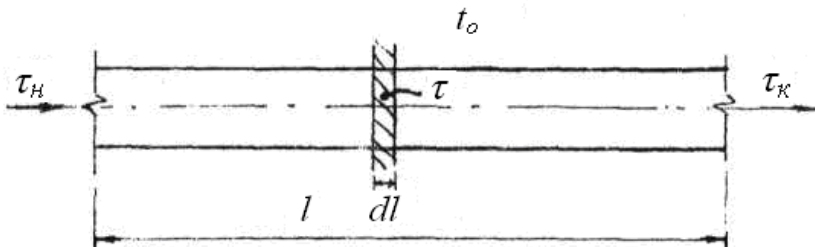


Рис. 6.5. Схема участка паропровода

Уравнение теплотерь на участке  $dl$  с учетом местных потерь  $\beta$

$$\Delta Q = \frac{\tau - t_0}{R} \beta dl = -G \cdot c d\tau, \quad (6.38)$$

где  $R$  – термическое сопротивление изоляционной конструкции, (м °С)/Вт;

$G$  – расход пара, кг/с;  
 $c$  – теплоемкость, Дж/(кг °С);

$d\tau$  – падение температуры пара на участке  $dl$ .

В выражении в правой части «минус», т. к.  $\Delta\tau = \tau_K - \tau_H$  есть величина отрицательная (идет остывание).

Разделив обе части на  $\tau - t_0$  и  $Gc$ , получим

$$-\frac{d\tau}{\tau - t_0} = \frac{dv}{R \cdot G \cdot c} \cdot \beta.$$

Проинтегрировав это выражение в пределах от  $\tau_H$  до  $\tau_K$  и от  $l = 0$  до  $l$ , имеем

$$\ln \frac{\tau_H - t_0}{\tau_K - t_0} = \frac{l\beta}{RGc},$$

отсюда находим  $\tau_K$ , °С:

$$\tau_k = t_o + \frac{\tau_n - t_o}{\beta} \cdot e^{RG-c} \quad (6.39)$$

### 6.3.8. Определение экономической толщины слоя изоляции

При определении экономической толщины основного слоя изоляции по методу приведенных годовых расходов по тепловой изоляции учитываются следующие расходы:

- стоимость потерь тепла за год;
- приведенные годовые расходы по тепловой изоляции, т. е. стоимость изоляционной конструкции и суммарные годовые отчисления от стоимости изоляции.

Стоимость потерь тепла 1 м теплопровода, руб./год:

$$S_1 = m q_r, \quad (6.40)$$

где  $m$  – стоимость единицы тепла, руб.;

$q_r$  – годовые удельные потери тепла, Вт ч/(м год):

$$q_r = \frac{(\tau_{cp} - t_o) \beta z}{\sum R}, \quad (6.41)$$

где  $z$  – число часов работы теплосети за год:  $z = 8400$  ч/год.

Стоимость тепловой изоляции 1 м трубопровода, руб.:

$$S_2 = aV, \quad (6.42)$$

где  $a$  – стоимость 1 м<sup>3</sup> изоляции, руб.;

$V$  – объем изоляции 1 м трубы, м<sup>3</sup>.

Годовые отчисления от стоимости изоляции принимаются в размере 6,6 % на амортизацию и 1,4 % на текущий ремонт изоляции, всего 8 %.

$$S_3 = S_2 \cdot f, \quad (6.43)$$

где  $f$  – доля годовых отчислений:  $f = 0,08$ .



Чтобы привести стоимость изоляционной конструкции к году, необходимо сумму  $S_2 + S_3$  умножить на нормативный коэффициент эффективности, который представляет собой величину, обратную сроку окупаемости теплосетей.

В энергетике установлен нормативный срок окупаемости восемь лет, таким образом

$$E_n = \frac{1}{8} = 0,125 \quad \text{1/год.}$$

Приведенные расходы по стоимости изоляции, руб./год:

$$S_4 = E_n (S_2 + S_3). \quad (6.44)$$

Суммарные приведенные годовые расходы, руб./год:

$$\Theta = S_1 + S_4 = q m + E_n (S_2 + S_3). \quad (6.45)$$

Экономическую толщину слоя изоляции удобно определять графически (рис. 6.6).

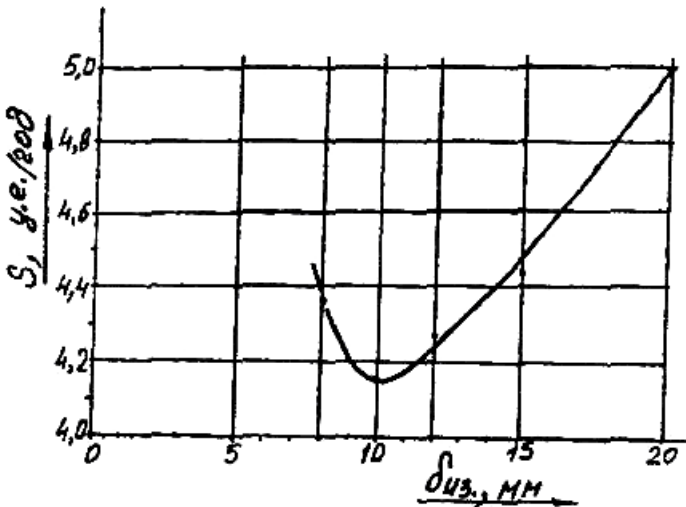


Рис. 6.6. График зависимости приведенных затрат от толщины тепловой изоляции

При различных толщинах изоляции  $\delta_{\text{из}}$  подсчитывают стоимость потерь тепла  $S_1$  и приведенные расходы по стоимости изоляции  $S_4$ . Суммируют  $S_1$  и  $S_4$ . Минимум суммы приведенных годовых расходов  $\mathcal{E}$  указывает экономическую толщину слоя изоляции  $\delta_{\text{из}}^{\text{эк}}$ .

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Внутренние санитарно-технические устройства: справочник проектировщика: в 2 ч. / под ред. И.Г. Староверова и Ю.И. Шиллера. – М.: Стройиздат, 1990. – Ч. 2: Водопровод и канализация. – 246 с.
2. Системы внутреннего водоснабжения зданий. Строительные нормы проектирования: ТКП 45-4.01-52–2007.
3. Теплоснабжение: учебное пособие для вузов / В.Е. Козин [и др.]. – М.: Высшая школа, 1980. – 480 с.
4. Теплоснабжение: учебник для вузов / А.А. Ионин [и др.]; под ред. А.А. Ионина. – М.: Стройиздат, 1982. – 336 с.
5. Теплоснабжение и вентиляция: учебное пособие для вузов / под ред. Б.М. Хрусталева. – М.: Изд-во АСВ, 2007. – 783 с.
6. Копко, В.М. Пластинчатые теплообменники в системах централизованного теплоснабжения: учебное пособие для вузов / В.М. Копко, М.Г. Пшоник. – Минск: БНТУ, 2005. – 199 с.
7. Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети / Е.Я. Соколов. – М.: Энергоиздат, 1982. – 360 с.
8. Тепловые сети. Строительные нормы проектирования: ТКП 45-4.02-182–2009 / М-во строительства и архитектуры Республики Беларусь. – Минск, 2010. – 51 с.
9. Водяные тепловые сети: справочное пособие по проектированию / И.В. Белайкина [и др.]; под ред. Н.К. Громова, Е.П. Шубина. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 376 с.
10. Авдолимов, Е.М. Водяные тепловые сети / Е.М. Авдолимов, А.П. Шальнов. – М.: Стройиздат, 1984. – 288 с.
11. Проектирование и строительство тепловых сетей из теплогидропредызолированных труб: пособие П1-98 к СНиП 2.04.07–86. – М-во строительства и архитектуры, 1999. – 48 с.
12. Рекомендации по проектированию предварительно изолированных труб производства ООО «Сармат» / ООО «Сармат»; Управление ПИ-труб. – Минск, 2004. – 62 с.
13. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: справочник / В.И. Манюк [и др.]. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Стройиздат, 1988. – 432 с.
14. Сафонов, А.П. Сборник задач по теплофикации и тепловым сетям / А.П. Сафонов. – М.: Энергия, 1968. – 238 с.

15. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Строительные нормы проектирования: ТКП 45-4.02-91-2009 / М-во строительства и архитектуры Республики Беларусь. – Минск, 2010. – 26 с.
16. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Правила расчета: ТКП 45-4.02-129-2009 / Министерство строительства и архитектуры Республики Беларусь. – Минск, 2010. – 53 с.
17. Копко, В.М. Теплоизоляция трубопроводов теплосетей / В.М. Копко. – Минск: УП «Технопринт», 2002. – 159 с.

## ПРИЛОЖЕНИЯ

### ПРИЛОЖЕНИЕ 1

#### Коэффициенты местных сопротивлений

Местное сопротивление		Местное сопротивление	
Задвижка нормальная	0,5	Отводы сварные одношовные под углом, градус:	
Вентиль с косым шпинделем	0,5	60	0,7
Вентиль с вертикальным шпинделем	6	45	0,3
Обратный клапан нормальный	7	30	0,2
Обратный клапан «захлопка»	3	Отводы сварные двухшовные под углом 90°	0,6
Кран проходной	2	Отводы сварные трехшовные под углом 90°	0,5
Компенсатор сальниковый	0,3	Отводы гнутые под углом 90° гладкие при $R/d$ :	
		1	1
		3	0,5
		4	0,3
Компенсатор П-образный: с гладкими отводами	1,7	Тройник при слиянии потоков:	
крутоизогнутыми отводами	2,4	проход	
со сварными отводами	2,8	ответвление	
Отводы гнутые под углом 90° со складками при $R/d$ :		Тройник при разделении потока:	
3	0,8	проход	1
4	0,5	ответвление	1,5
Грязевик	10	Тройник при потоке: расходящемся встречном	2 3

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Значения  $l_3$  для труб при  $\Sigma\xi = 1$

Размеры труб, мм		$l_3$ , м, при $k_3$ , м			Размеры труб, мм		$l_3$ , м, при $k_3$ , м		
Условный проход	Наружный диаметр × толщина стенки	0,0002	0,0005	0,001	Условный проход	Наружный диаметр × толщина стенки	0,0002	0,0005	0,001
		25	33,5×3,2	0,84			0,67	0,56	350
32	38×2,5	1,08	0,85	0,72	400	426×9	24,9	19,8	16,7
40	45×2,5	1,37	1,09	0,91	400	426×6	25,4	20,2	17
50	57×3	1,85	1,47	1,24	450	480×7	29,4	23,4	19,7
70	76×3	2,75	2,19	1,84	500	530×8	33,3	26,5	22,2
80	89×4	3,3	2,63	2,21	600	630×9	41,4	32,9	27,7
100	108×4	4,3	3,42	2,87	700	720×10	48,9	38,9	32,7
125	133×4	5,68	4,52	3,8	800	820×10	57,8	46	38,7
150	159×4,5	7,1	5,7	4,8	900	920×11	66,8	53,1	44,7
175	194,5	9,2	7,3	6,2	1000	1020×12	76,1	60,5	50,9
200	219×6	10,7	8,5	7,1	1100	1120×12	85,7	68,2	57,3
250	273×7	14,1	11,2	9,4	1200	1220×14	95,2	75,7	63,7
300	325×8	17,6	14	11,8	1400	1420×14	115,6	91,9	77,3

### ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Коэффициент  $a_1$  для определения суммарных эквивалентных длин местных сопротивлений

Тип компенсатора	Условный проход трубопровода, мм	Значение коэффициента $a_1$	
		для паровых сетей	для водяных и конденсатных сетей
Транзитные тепловые сети (без ответвлений)			
Сальниковые	До 1400	0,2	0,2
П-образные с гнугы-ми отводами	До 300	0,5	0,3
П-образные со сварными или круто-изогнутыми отводами	200–350	0,7	0,5
То же	400–500	0,9	0,7
То же	600–1400	1,2	1,0
Прочие тепловые сети			
Сальниковые	До 400	0,4	0,3
То же	450–1400	0,5	0,4
П-образные с гнугыми отводами	До 150	0,5	0,3
То же	175–200	0,6	0,4
То же	250–300	0,8	0,6
П-образные со сварными или круто-изогнутыми отводами	175–250	0,8	0,6
То же	300–350	1,0	0,8
То же	400–500	1,0	0,9
То же	600–1400	1,2	1,0

*Примечание.* Суммарная эквивалентная длина местных сопротивлений на участке трубопровода определяется по формуле

$$l_e = la_1,$$

где  $l$  – длина участка трубопровода по плану, м;

$a_1$  – коэффициент, учитывающий долю падения давления в местных сопротивлениях по отношению к падению давлений на трение.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Номограммы для гидравлического расчета трубопроводов теплосетей

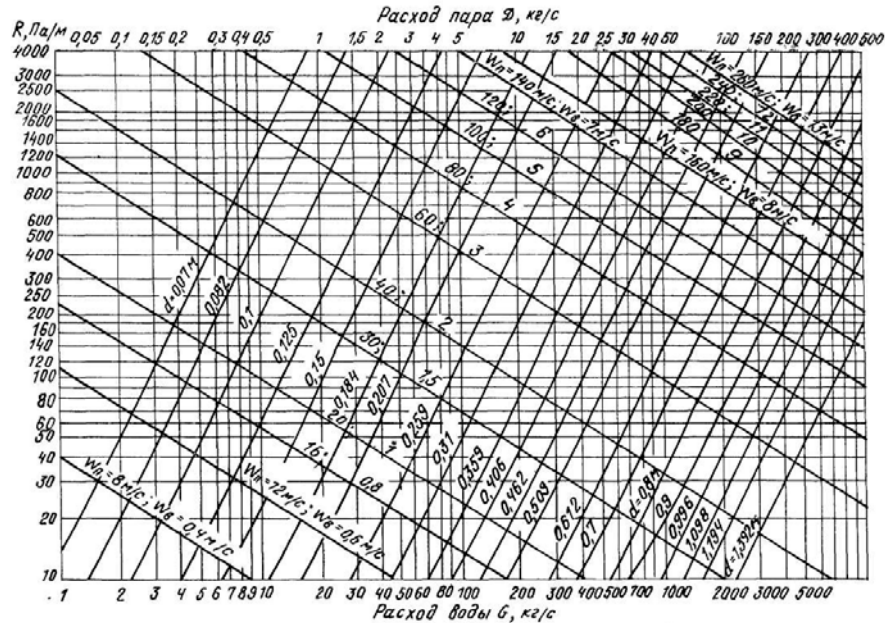


Рис. П4.1. Номограмма для гидравлического расчета трубопроводов при  $k_s = 0,0002 \text{ м}$ ;  $\rho_v = 975 \text{ кг/м}^3$ ;  $\rho_n = 2,45 \text{ кг/м}^3$  (при другой плотности пара  $R_2 = (2,45/\rho_2)R_1$ ; при другой плотности воды  $R_2 = (975/\rho_2)R_1$ )



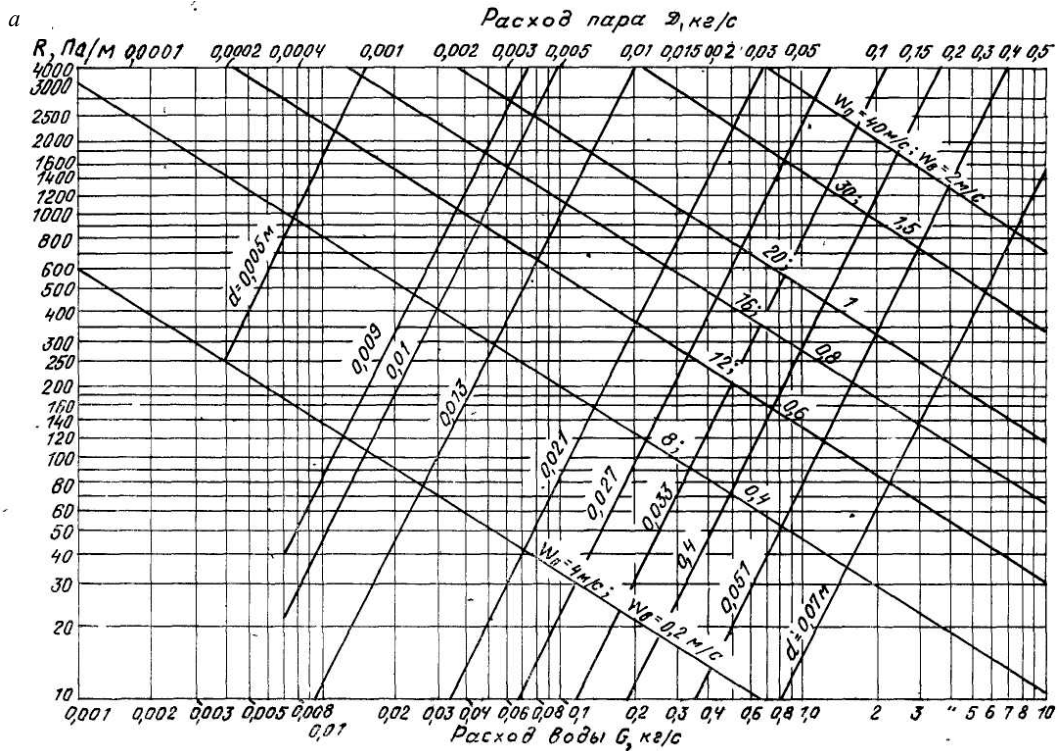


Рис. П4.2. Номограммы для гидравлического расчета трубопроводов при  $k_s = 0,0005$  м;  $\rho_v = 975$  кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_n = 2,45$  кг/м<sup>3</sup> (при другой плотности пара  $R_2 = (2,45/\rho_2)R_1$ ; при другой плотности воды  $R_2 = (975/\rho_2)R_1$ )

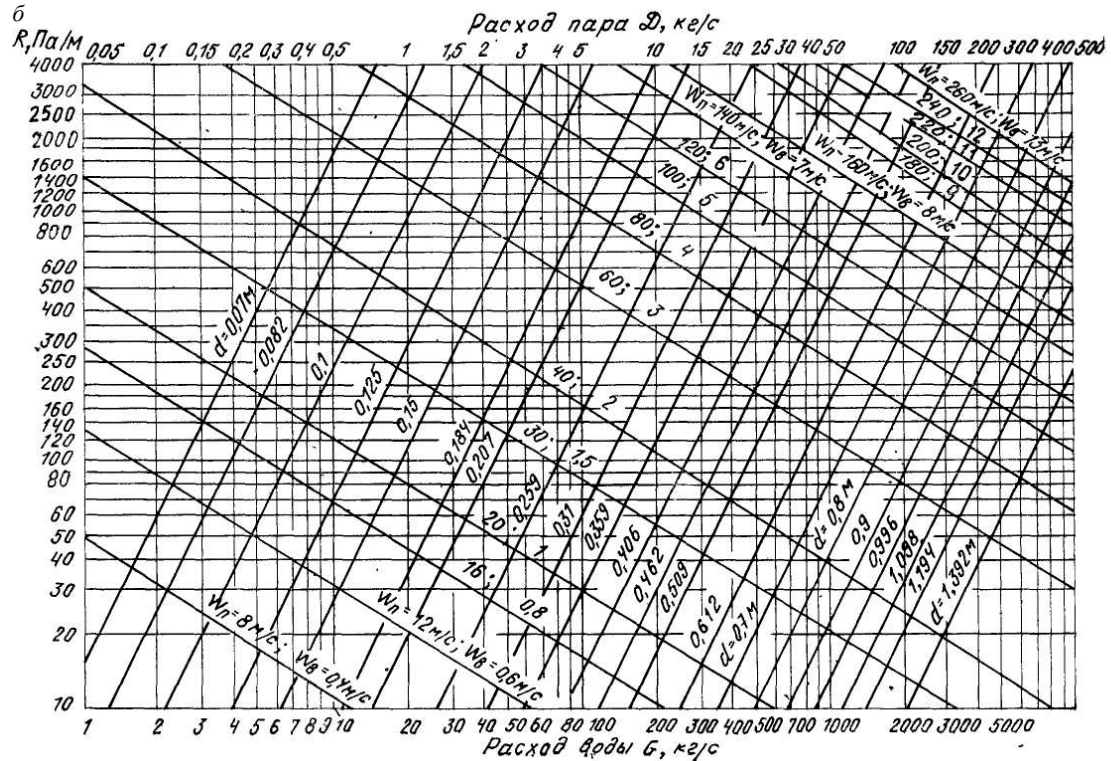


Рис. П4.2 (окончание)

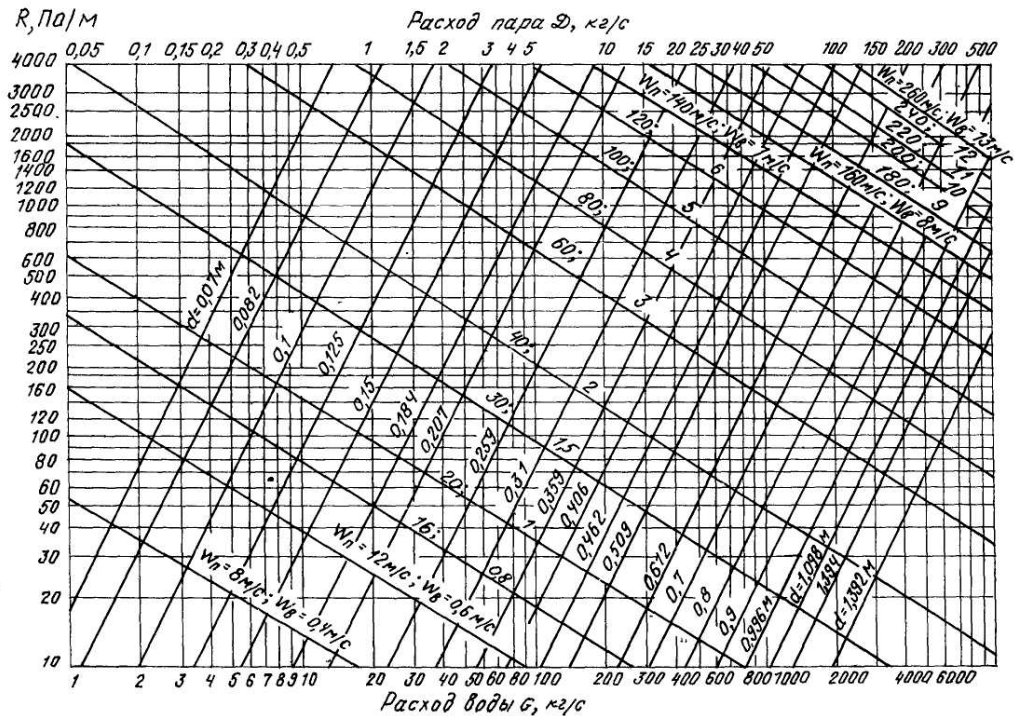


Рис. П4.3. Номограмма для гидравлического расчета трубопроводов при  $k_s = 0,001$  м;  $\rho_w = 975$  кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_n = 2,45$  кг/м<sup>3</sup> (при другой плотности пара  $R_2 = (2,45/\rho_2)R_1$ ; при другой плотности воды  $R_2 = (975/\rho_2)R_1$ )

Учебное издание

КОПКО Виктор Михайлович

## ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

Курс лекций  
для студентов специальности 1-70 04 02  
«Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного  
бассейна» высших учебных заведений

Редактор Т.Н. Микулик  
Компьютерная верстка Д.А. Исаева

---

Подписано в печать 29.08.2011.

Формат 60×84 <sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Бумага офсетная.

Отпечатано на ризографе. Гарнитура Таймс.

Усл. печ. л. 10,69. Уч.-изд. л. 8,36. Тираж 300. Заказ 426.

---

Издатель и полиграфическое исполнение:  
Белорусский национальный технический университет.

ЛИ № 02330/0494349 от 16.03.2009.

Проспект Независимости, 65. 220013, Минск.